



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

**ESTUDIO Y MEJORAMIENTO DE UN MODELO DE
PREDESPACHO APLICADO A LA OPERACIÓN DE EMBALSES
HIDROELÉCTRICOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO
CENTRAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

NICOLÁS PATRICIO AVILÉS DONOSO

PROFESOR GUÍA:

MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

RODRIGO PALMA BEHNKE

JAMES MC PHEE TORRES

SANTIAGO-CHILE

OCTUBRE 2011

**RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL.**
POR: NICOLÁS AVILÉS D.
FECHA: 24/10/2011.
PROF. GUÍA: Sr. MARCELO OLIVARES.

**ESTUDIO Y MEJORAMIENTO DE UN MODELO DE PREDESPACHO APLICADO A
LA OPERACIÓN DE EMBALSES HIDROELÉCTRICOS DEL SISTEMA
INTERCONECTADO CENTRAL**

En todo el mundo existe preocupación por los impactos de la operación de centrales hidroeléctricas sobre ecosistemas acuáticos. Una manera de cuantificar dichos impactos es a partir del grado de alteración hidrológica inducido por la operación de los embalses, que puede estimarse mediante el análisis de series de tiempo de caudales turbinados (STC). En el Sistema Interconectado Central de Chile, la operación de todas las centrales generadoras queda determinada por el CDEC-SIC, que utiliza modelos de despacho de largo y corto plazo, PLP y PCP, respectivamente. Estos modelos minimizan los costos del sistema satisfaciendo la demanda energética de manera óptima. Uno de los resultados de estos modelos son las STC en las centrales hidroeléctricas, que pueden ser utilizadas para estudios de alteración hidrológica. En el presente estudio, son de principal interés las STC de corto plazo (caudales horarios), cuyo grado de alteración hidrológica se puede analizar a partir de *Metrics of Hydrologic Alteration* (MHA).

El Centro de Energía de la FCFM de la Universidad de Chile (CE-FCFM), cuenta con los modelos DeepEdit (Despacho) y MIPUC (Predespacho), réplicas del PLP y PCP respectivamente. Estos modelos consideran, para centrales hidroeléctricas en cascada, que el tránsito del agua ocurre de forma instantánea de una central a otra. De esta manera, el objetivo principal de este trabajo, es implementar una representación de los tiempos de viaje en el modelo de corto plazo, y estudiar el impacto de esta modificación sobre las STC. Para obtener las STC de corto plazo se deben utilizar ambos modelos en conjunto, ya que uno de los datos de salida del modelo de largo plazo (Función de Costo Futuro Esperado) ingresa como dato de entrada en el modelo de corto plazo, que entrega las STC a nivel horario. Para el periodo incluido en el presente estudio, ya existían resultados de estas Funciones De Costo Futuro Esperado, por lo que no fueron necesarias las simulaciones del modelo de largo plazo. Así, el modelo utilizado (y adaptado) en el presente estudio, corresponde solamente al modelo de corto plazo, MIPUC.

Con las STC de carácter horario, se calculan las MHA, las que son empleadas para comparar los valores relacionados con los resultados de una simulación con y sin adaptación. En este trabajo se comparan los resultados de tres versiones del modelo: i) versión sin adaptación, ii) versión con adaptación simple (considera tiempos de viaje de valor entero), y iii) versión con adaptación sofisticada (enfoque continuo para los tiempos de viaje). Para estas versiones, se tienen resultados de las MHA, para distintas semanas y valores de caudal (que determinan de forma exógena los tiempos de viaje), con los cuales se confeccionan curvas de frecuencia acumulada para cada MHA, pudiendo determinar niveles de variabilidad de las STC para un valor particular de cada MHA (conocidos de la literatura), que es conocido como “valor umbral” el que al ser superado indica un impacto medioambiental significativo. Los resultados fueron bastante variados para cada MHA, para cada versión del modelo. De esta forma, se realiza un análisis que cuantifica la variabilidad de las STC de ambos enfoques en función de los caudales considerados (inversamente proporcionales a los tiempos de viaje). De este análisis se observa que el efecto de la modificación del modelo es proporcional a los tiempos de viaje. Del total de los casos, se tiene un mayor porcentaje (que avala esta afirmación) para el enfoque continuo (87.5%), que para el enfoque discreto (50%), por lo que se recomienda el uso de la versión del modelo con el caso continuo. Finalmente, la consideración de los tiempos de viaje en el modelo de corto plazo, aumenta la variabilidad de las STC (mayor alteración hidrológica) para más casos en la versión continua del modelo, para los valores umbrales conocidos de las MHA. Esta conclusión final, convoca a la discusión de la incorporación de este factor en los modelos utilizados actualmente en el país, los que velan por una protección al medio ambiente.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a mis padres y hermanos quienes me han dado el apoyo, la fuerza y el amor necesario para alcanzar mis logros y metas, sin ellos nada de esto hubiese sido posible. Agradezco a toda mi familia, desde mis abuelos que me cuidan desde el otro lado hasta mis pequeños sobrinos que recién comienzan sus vidas. Infinitas gracias, los amo.

Agradezco también a los profesores que me aconsejaron y guiaron en la confección del presente trabajo; Marcelo Olivares, Rodrigo Palma y James Mc Phee. Además doy la gracias a los departamentos de Ingeniería Civil Hidráulica e Ingeniería Civil Eléctrica, en particular al Centro de Energía (CE-FCFM) cuyos profesionales, expertos en los modelos empleados, tuvieron una disponibilidad ejemplar ante cualquier duda que se me presentase. Me refiero a Carlos Benavides, Claudio Troncoso y Rigoberto Torres, quienes se portaron de forma excelente conmigo.

Quisiera agradecer a la Universidad de Chile, en especial a la FCFM, por todas las herramientas que me ha entregado, creo que lo que he aprendido estos años es impagable. Agradezco a todos mis profesores que me han dado los conocimientos necesarios a lo largo de todos estos años, para poder desempeñarme como un gran ingeniero. Mi paso por Beauchef ha sido una experiencia muy gratificante, la cual ha aportado en gran parte a mi integridad como persona. Por eso, Muchas Gracias.

En último lugar, quisiera agradecer a todos mis amigos que he tenido durante todos estos años, por orden de aparición en esta película llamada vida. Gracias a mis amigos de colegio; Giorgio, Barney, Christian, Flanders y Kike con los que tenemos historias como para escribir un libro. A mis amigos de 1er año en Beauchef; Cote, Andrés, Trini, Eduardo, Vale, Piero, Lupi, Bernardo, Naty, Cristi, Pauli e Isma, grande la semana de inducción y para que decir la sección 3, todas las terrazas y recuerdos juntos son inolvidables. Agradezco también a mis amigos que conocí en Civil; Flaco, Marcelo, Caro, Gato, Luci y Margarita, con los que vivimos el proceso difícil de estudiar Ing. Civil, pero al final salimos adelante y con creces. También doy las gracias a mis amigos que conocí en el Departamento de Hidráulica, con quienes compartí en esta última fase llena de recuerdos muy buenos. Gracias amigos míos porque su apoyo fue fundamental, gracias por continuar en esta balsa que se va haciendo cada vez mas pequeña, ojalá los pudiera mencionar a todos, pero a los pocos que se me escapan les doy las gracias de igual forma.

“Gracias a la vida que me ha dado tanto, con la ayuda de mis amigos mañana entraré a la tierra de mi nacimiento, quiero estar listo”.

**ESTUDIO Y MEJORAMIENTO DE UN MODELO DE PREDESPACHO
APLICADO A LA OPERACIÓN DE EMBALSES HIDROELÉCTRICOS DEL
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION.....	1
1.1. Objetivo General	2
1.2. Objetivos Específicos	2
2. ANTECEDENTES	4
2.1. Coordinación Hidrotérmica	4
2.2. Modelos de Despacho Existentes en Chile.....	7
2.3. Alteraciones Hidrológicas.....	12
3. DESCRIPCION DE LOS MODELOS	16
3.1. Utilización de los Modelos	17
3.2. Estudio del Modelo MIPUC	19
3.2.1. Descripción General.....	19
3.2.2. Metodología del Modelo.....	20
3.2.3. Planteamiento del Problema	20
3.2.4. Datos de Entrada y de Salida del Modelo MIPUC.....	25
3.2.5. Representación del SIC por el Modelo MIPUC	26
4. INCORPORACIÓN DE TIEMPOS DE VIAJE EN MODELACION DE CORTO PLAZO	29
4.1. Método de Cálculo	30
4.2. Determinación del Valor de los Tiempos de Viaje	33
4.3. Adaptación del Modelo MIPUC	37
4.4. Sofisticación de la Adaptación de los Tiempos de Viaje	39
4.4.1 Enfoque Discreto.....	40
4.4.2 Enfoque Continuo	44

5. RESULTADOS	50
6 CONCLUSIONES.....	64
6.1. Conclusiones y Discusión.....	64
6.2. Trabajo Futuro.....	66
BIBLIOGRAFIA	68
ANEXOS.....	71
A. Descripción modelo SEEDS	I
A.1. Plataforma Computacional DeepEdit	I
A.2. Planteamiento del Problema.....	III
A.3. Estocacidad del Problema	VIII
A.4. Resolución del Problema	IX
A.5. Bloques de Demanda	XI
A.6. Confección de Sistemas de CHT en el Modelo DeepEdit.....	XIII
A.7. Datos de Entrada y de Salida del Modelo DeepEdit	XVI
B. Gráficos del Análisis de Frecuencia Acumulada (Por Semanas)	XVIII
C. Gráficos del Análisis de Frecuencia Acumulada (Por Centrales).....	LIV
D. Unidades Hidráulicas MIPUC	LXXII
E. Gráficos Caudal y Variabilidad de la Adaptación del Modelo	LXXIII
F. Afluentes Naturales Para las Semanas a Modelar.....	LXXVIII

1. INTRODUCCION

El suministro de energía en Chile está organizado en cuatro sistemas de redes de conexiones, siendo el Sistema Interconectado Central (SIC) el que opera desde Taltal a Chiloé, transmitiendo el 68.5 % de la generación nacional (corriente alterna) y abasteciendo al 93 % de la población. En Chile se adoptó la Tarificación Marginalista en 1982, por lo que fue necesario crear el CDEC-SIC, sistema que tiene por objetivo coordinar la operación de centrales generadoras y líneas de transmisión (entre otras funciones básicas), con los siguientes propósitos:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

En el Centro de Energía de la FCFM de la Universidad de Chile (CE-FCFM), existen dos herramientas de modelación que permiten simular las labores de despacho del SIC. Estos modelos, conocidos como SEEDS y MIPUC, contemplan una programación de largo plazo (PLP), y una programación de corto plazo (PCP) respectivamente. Ambos tienen el objetivo de minimizar costos en el sistema (SIC) al satisfacer las demandas incorporadas en un periodo determinado, lo que se conoce como coordinación hidrotérmica (CHT). Tal como el nombre lo dice, este proceso de coordinación considera centrales hidroeléctricas y térmicas.

La operación de las centrales hidroeléctricas ocasiona una alteración hidrológica en los caudales, que no se tiene de forma natural. El estudio de las Series de Tiempo de Caudales (STC) turbinados por una central hidroeléctrica, tiene una principal importancia en el mundo medioambiental, ya que permite medir estas fluctuaciones con distintos indicadores. Estos indicadores se conocen como las Métricas de Alteración Hidrológica (MHA), y son usados para cuantificar las variaciones de caudal, a nivel horario y de forma diaria. Al tener valores asociados a cada una de estas STC, es posible cuantificar impactos medioambientales orientados a centrales hidroeléctricas comparándolos idealmente con valores del cauce en su forma natural, es decir, antes de la construcción de la central hidroeléctrica. Tal como se puede mantener el punto espacial y compararlo en distintos tiempos, también se puede efectuar una comparación en un mismo tiempo pero en varias zonas, como por ejemplo, aguas arriba y aguas abajo de un embalse.

Las herramientas de modelación antes mencionadas, pertenecientes al CE-FCFM, generan (en conjunto) las STC a corto plazo para cada uno de los embalses hidroeléctricos del SIC. Si bien interesa una escala de tiempo de corto plazo, se utilizan ambas herramientas, debido a que uno de los datos de salida del SEEDS corresponde a uno de los datos de entrada del MIPUC, el cual entregaría las STC a corto plazo.

El propósito principal de este Trabajo de Título radica en el estudio de la incorporación de factores hidráulicos en el modelo MIPUC, definido a corto plazo, y de qué manera estas inclusiones afectan en los resultados arrojados, específicamente en las STC. La cuantificación de la variabilidad de las STC de las versiones adaptadas del modelo MIPUC, se hace mediante la utilización de las MHA, comparando las STC de una situación sin adaptaciones, con otra situación en que las adaptaciones ya han sido incorporadas en dicho modelo.

A continuación se describen los objetivos del presente trabajo.

1.1. Objetivo General

- Mejorar la representación de aspectos hidráulicos en un modelo existente de predespacho de corto plazo del SIC.

1.2. Objetivos Específicos

- Introducir representaciones de los tiempos de viaje del agua entre centrales en cascada.
- Analizar el impacto de la representación de los tiempos de viaje sobre la alteración hidrológica de corto plazo asociada a las series de tiempo de caudales respectivas.

El presente informe consta de las partes siguientes. En el Capítulo 2 se presentan los antecedentes del trabajo, que se conforman por una revisión bibliográfica que permite situar el presente trabajo dentro del campo científico actual. En el Capítulo 3 se realiza una descripción de los modelos a utilizar en el presente trabajo, y sus posibles implementaciones. En el Capítulo 4 se describe todo lo referente al mejoramiento del modelo definido a corto plazo (MIPUC). En el Capítulo 5 se presentan los resultados de la variabilidad de las STC de la versión con las implementaciones incorporadas en el modelo MIPUC. Finalmente, el Capítulo 6 contempla las conclusiones del trabajo.

2. ANTECEDENTES

En este capítulo se describen distintos temas que merecen ser explicados en mayor profundidad, para situar la labor presentada en este trabajo dentro del campo científico existente. Los temas a tratar corresponden a Coordinación Hidrotérmica, Modelos de Despacho Existentes y Alteración Hidrológica.

2.1. Coordinación Hidrotérmica

Desde comienzos de los años ochenta, ocurrió un cambio estructural de la industria eléctrica, lo que implica evolucionar a un mercado caracterizado por la competitividad. Por esto, es necesario tener en cuenta que, actualmente, no solamente se toman decisiones de forma administrativa por parte de los organismos centrales (que buscan minimizar costos), sino que se toman decisiones estratégicas tanto de empresas que buscan maximizar sus beneficios como del ente regulador que busca maximizar el beneficio social (Torres, 2006). Esto quiere decir que las plantas no sólo realizan las funciones tradicionales de operación (partida, parada, coordinación hidrotérmica, mantenimiento, etc.) sino que además incorporan funciones asociadas a los mercados competitivos (ofertas, estrategias, manejo del riesgo, etc.) (Torres, 2006). Existen modelos en el mercado que permiten la toma particular de decisiones con respecto a la coordinación hidrotérmica (CHT), y son los que interesan en el presente trabajo.

La CHT corresponde a la optimización simultánea del abastecimiento de la demanda en una red eléctrica y, del uso de los recursos hídricos y térmicos. La CHT se realiza con la finalidad de satisfacer cierta demanda de energía en un determinado periodo de tiempo, utilizando los recursos hídricos de manera óptima, lo cual, significa un mínimo costo monetario para el sistema. La CHT considera, como el nombre sugiere, dos tipos de centrales; Hidroeléctricas y Termoeléctricas, las cuales transforman la energía hidráulica y térmica en energía eléctrica, para luego realizar el despacho energético. Además, se busca la gestión óptima del agua almacenada en el largo y corto plazo (Troncoso, 2010).

La CHT se puede hacer para distintos horizontes de evaluación (semanas, meses, años) lo cual define una simulación de corto, mediano y largo plazo. Dependiendo entonces, del periodo de modelación, se adoptan distintos algoritmos y consideraciones que caracterizan el despacho

simulado en una determinada escala temporal. Los resultados de interés en el presente trabajo (STC), también son distintos para cada enfoque temporal; se tiene una resolución semanal (o mensual) para modelos definidos a largo plazo, y horaria (o diaria) para modelos de corto plazo. Esto se puede apreciar en la Figura 2.1, en donde se muestran los caudales aguas abajo de Central Pangué.

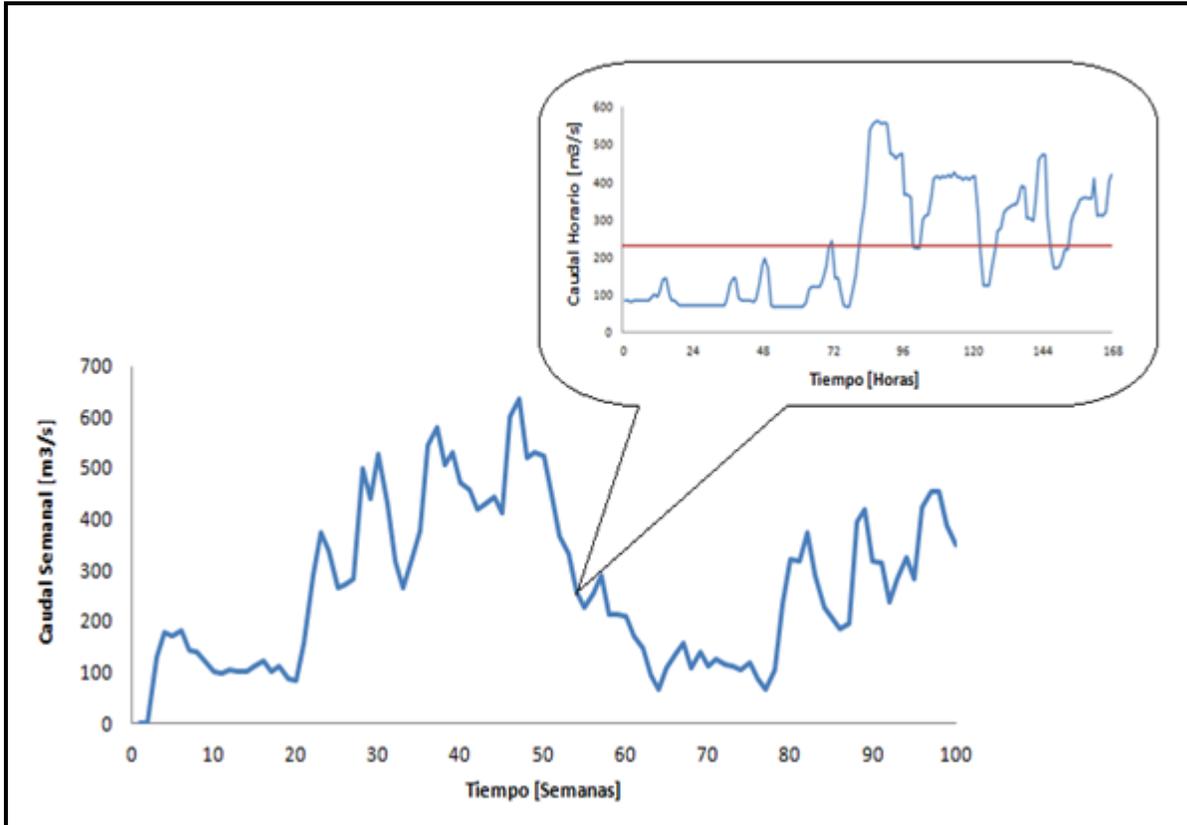


Figura 2.1: STC definidas a largo y corto plazo, Aguas abajo Central Pangué. (Datos: DGA 2009-2010).

La modelación de la CHT es de gran complejidad, por lo que requiere varias disciplinas como la Ingeniería Hidráulica, Eléctrica, Mecánica, Matemática y Economía, definiéndose interdisciplinaria (Troncoso, 2010). La modelación de la CHT se basa en una metodología y procesos computacionales complejos; los algoritmos basados en programación dinámica dual se aplican con éxito en varios países de forma actual (Pereira, et al., 1998).

El proceso de optimización está relacionado directamente con el dilema del operador de un embalse, quien debe decidir si retener el agua para el futuro, o generar energía eléctrica con el recurso hídrico de forma inmediata. En la Figura 2.2 se puede ver como al almacenar un mayor volumen en un embalse se debe suplir la demanda de formas más costosas (Generación Térmica), por lo que se tiene un mayor costo inmediato; sin embargo en el futuro se aprovecharía esta

cantidad de agua embalsada, por lo que el costo sería menor en ese entonces. La suma de ambos costos genera una curva (Función Objetivo) que contiene un valor mínimo de los costos del sistema, el cual se encuentra al optimizar de manera correcta un determinado problema.

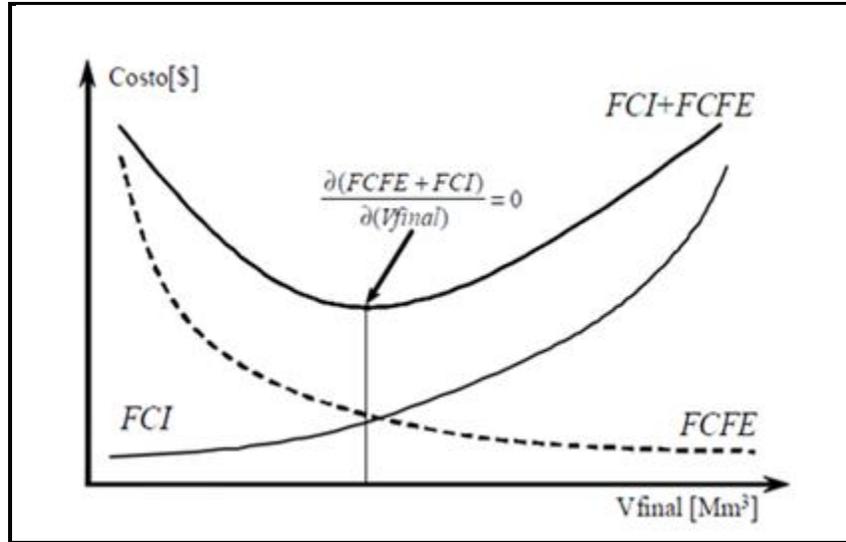


Figura 2.2: Función objetivo de la etapa. (Fuente: Troncoso, et al., 2008).

La Figura 2.2 obedece a [2.1] la que considera un grado de estocacidad en cuanto a las funciones de costos, siendo la minimización de estas un valor esperado como se ve a continuación.

$$FCFE_{\alpha(k)}^t(v) = E_k \{ \min_v [FCI_k^t(v) + FCFE_k^t(v)] \} \quad [2.1]$$

El problema de optimización representado en un modelo de CHT, o de despacho, es de gran dimensión, de naturaleza dinámica y estocástica. La estocacidad del problema definido a largo plazo, es proporcionada por los posibles afluentes que pudiesen ocurrir dentro del horizonte de evaluación contemplado. De esta manera los posibles afluentes en el tiempo generan una gran cantidad de escenarios, los que se esquematizan con una estructura de árbol de decisión en donde los vértices corresponden a los estados (nodos), y los tramos o ramas del árbol, son los distintos escenarios a partir de ese estado. El aumento de de escenarios es de carácter exponencial a medida de que se avanza en el horizonte (Troncoso, 2010).

Los modelos de despacho de carga, como se mencionó anteriormente, pueden ser de largo, mediano y corto plazo, simulando la CHT. No obstante, también existe una labor de pre-despacho, realizada por los modelos de corto plazo, que tiene que ver directamente con el encendido y apagado de las unidades térmicas del sistema (Unit Commitment). Este aspecto es modelado con variables enteras

que no se incorporan en los modelos de variables continuas y de programación lineal, lo cual es una gran e importante diferencia en cuanto a algoritmos y métodos para realizar el despacho o predespacho, según sea el caso. Generalmente, los modelos de largo plazo realizan solo una operación de despacho por lo que reciben la denotación de “Modelos de despacho”, mientras que los modelos definidos a corto plazo realizan una modelación de pre-despacho, y luego una de despacho; debido a esto se les conoce como “Modelos de pre-despacho”.

De esta forma, la CHT es simulada por los distintos modelos existentes hoy en día. Los modelos más importantes utilizados en Chile, por las grandes empresas, se describen en la siguiente sección.

2.2. Modelos de Despacho Existentes en Chile

En Chile, como en otros países con sistemas hidrotérmicos¹, existen actualmente varios modelos de despacho. Existen modelos que resuelven problemas para largo, mediano, y corto plazo, así como hay otros que solamente sirven para escalas de largo y mediano plazo, o bien, para escalas de corto y mediano plazo, dentro de los cuales algunos incluyen lo que al pre-despacho respecta.

Los modelos de largo plazo se pueden clasificar, además, en los que utilizan una programación dinámica estocástica clásica (PDE) y en los que usan una programación dinámica dual estocástica (PDDE). Esta última se utiliza para abordar problemas de mayor complejidad, es decir, al aumentar la cantidad de escenarios e hidrológicos, de forma exponencial. La PDDE se basa en la observación de que la llamada Función de Costos Futuros Esperado (FCFE) se puede representar como una función lineal por partes (Palacios, 2004).

Los modelos de planificación usados actualmente en el sistema eléctrico chileno son:

- **Modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming):** Modelo para la planificación de la operación de largo, mediano y corto plazo² de sistemas eléctricos. El modelo fue creado en 1992 por Power Systems Research Inc. (PRSI). Es un modelo que usa, como su nombre lo dice, el método de Programación Dinámica Dual Estocástica (PDDE) para realizar la CHT. Se incorporan 2 fases; optimización y simulación de la operación, para etapas semanales. Es además un modelo multinodal y multiembalse. Las simulaciones y aperturas (o escenarios) son determinados en base a un modelo de series de tiempo (CPAR).

¹ En donde la Matriz Energética es cubierta mayormente por centrales hidroeléctricas y térmicas.

² Si bien es un modelo estocástico se puede hacer el caso determinístico para planificaciones de corto plazo.

- **Modelo PLP (Programación de Largo Plazo):** El modelo usa el método de PDDE para realizar la CHT definida a largo plazo. Se diferencia del modelo anterior en que tanto las simulaciones como las aperturas se seleccionan por medio de sorteos equiprobables. Es utilizado actualmente por el CDEC-SIC para problemas de mediano plazo. Sus resultados, específicamente las FCFE, son ingresados a modelos de corto plazo como el PCP descrito a continuación.
- **Modelo PCP (Programación de Corto Plazo):** Es un modelo desarrollado por COLBUN y utilizado por el CDEC-SIC. Tal como lo indica su nombre es un modelo de corto plazo que utiliza Programación Dinámica Dual Determinística (PDDD). Entre sus resultados se encuentra la programación de generación semanal de centrales, costo marginal por nudo, costos operativos, racionamiento del sistema y flujos de potencia en líneas.
- **Modelo Global de Selección de Inversiones (MGI), ENDESA 1987:** Es un modelo global de optimización basado en programación lineal, que minimiza el costo actualizado de inversión y operación. El modelo define una planificación de la operación de mediano plazo. Los resultados incluyen el tamaño óptimo y fecha (secuencia) de centrales hidráulicas, líneas de transporte requeridos, costo de operación y energía no servida.
- **Modelo OSE2000 (Operación del Sistema Eléctrico):** Es un modelo que realiza la CHT usando PDDE para un horizonte de mediano plazo siendo bastante parecido al modelo PLP. Es utilizado actualmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el cálculo de los Precios de Nudo. Aporta una modelación detallada de la operación de las centrales generadoras y de los costos de energía en el SIC.
- **Modelo de Operación Mensual del SIC, 1991 (OMSIC):** Es un modelo que incorpora dos fases; una que tiene que ver con la optimización mediante programación dinámica estocástica clásica (PDE), y otra que se relaciona con el proceso de simulación (Cadenas de Markov y Montecarlo). Está definido sólo para mediano plazo (1 o 2 años), las etapas son mensuales, y se asumen dos tipos de hidrologías; para los meses de invierno (Abril - Septiembre) y para los meses de deshielo (Octubre - Marzo). Las hidrologías para los meses de invierno se consideran estocásticas, pero las hidrologías correspondientes a los meses de deshielo son estadísticamente dependientes entre las etapas de este periodo, por lo que acá el problema se hace determinístico (Palacios, 2004). Además, este modelo es multiembalse y multinodal.

A continuación se presenta una tabla comparativa entre los modelos antes descritos, con sus correspondientes metodologías, características, resultados, y uso de los mismos.

Tabla 2.1: Modelos de planificación de largo, mediano y corto plazo usados en el sistema eléctrico chileno.

(Fuente: CE-FCFM, 2011).

NOMBRE	METODOLOGÍA	CARACTERÍSTICAS	RESULTADOS DEL MODELO	USOS DE LOS RESULTADOS
Programación Dinámica Estocástica Dual (PDDE). Desarrollado por Power System Research (PRSI) 1992.	- Modelo para planificación de la operación de largo, mediano y corto plazo de sistemas eléctricos. - Utiliza PDDE.	- Red multinodal con pérdidas. - Tiempo mínimo de representación; semanal caso aleatorio y horaria caso determinístico. - Representación aleatoria de la hidrología. Series sintéticas basadas en modelo CPAR. - Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas. - Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad. - Horizonte de análisis hasta 10 años.	- Producción de centrales. - Costo marginal por nudo. - Disponibilidad del sistema y de cada central. - Costos operativos. - Racionamientos del sistema. - Estadígrafos de generaciones. - Estadígrafos de embalses. - Estadígrafos de consumos de combustibles. - Flujos de potencia en líneas.	- Planificación de la operación de corto y mediano plazo. - Planificación de inversiones en generación y transporte. - Determinar precios de nudo. - Cálculo de peajes en sistemas de transmisión. - Cálculo de tarifas en subtransmisión. - Planificación de la red de transmisión.
Programación de Largo Plazo (PLP). Desarrollado por COLBUN.	- Modelo de operación de largo y mediano plazo. - Utiliza PDDE. - Utilizado por el CDEC-SIC y algunas empresas eléctricas.	- Red multinodal de la red incluyendo pérdidas. - Tiempo mínimo de representación; semanal. - Representación aleatoria de la hidrología. Series históricas ingresadas por archivos. - Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas. - Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad. - Desarrollado para el SIC. Incluye contratos de riego.	- Producción de centrales. - Costo marginal por nudo. - Disponibilidad del sistema y de cada central. - Costos operativos. - Racionamientos del sistema. - Estadígrafos de generaciones. - Estadígrafos de embalses. - Estadígrafos de consumos de combustibles. - Flujos de potencia en líneas.	- Planificación de la operación de corto plazo. - Planificación de inversiones en generación y transporte. - Determinar precios de nudo. - Cálculo de peajes en sistemas de transmisión. - Cálculo de tarifas en subtransmisión. - Planificación de la red de transmisión.

Tabla 2.1: Modelos de planificación de largo, mediano y corto plazo usados en el sistema eléctrico chileno.

(Fuente: CE-FCFM, 2011). (Cont).

NOMBRE	METODOLOGÍA	CARACTERÍSTICAS	RESULTADOS DEL MODELO	USOS DE LOS RESULTADOS
Programación de Corto Plazo (PCP). Desarrollado por COLBUN.	- Modelo de operación de corto plazo. - Utiliza PDDD. - Utilizado por el CDEC-SIC y algunas empresas eléctricas.	- Representación multinodal de la red incluyendo pérdidas. - Tiempo mínimo de representación; horaria. - Representación determinística de la hidrología. - Desarrollado para el SIC.	- Programación de generación semanal de centrales. - Costo marginal por nudo. - Costos operativos. - Racionamientos del sistema. - Flujos de potencia en líneas.	- Planificación de la operación de corto plazo.
Modelo global de Selección de Inversiones (MGI). ENDESA, 1987.	- Modelo global de optimización basado en programación lineal. - Minimiza costo actualizado de inversión y operación. - Todas las variables son tratadas como reales.	- Representación multinodal de la red con modelo simplificado tipo transporte. - Costos de generación dependientes de condiciones hidrológicas. - Disponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad. - Considera margen de seguridad para la potencia máxima. - Incertidumbre hidrológica considerada con peor caso (aportes garantizados en periodos de sequía con demanda máxima). - Un bloque en demanda máxima y energía con tasas de crecimiento para el periodo de estudio. - Funciones de costos lineales.	- Tamaño óptimo y fecha (secuencia) de centrales hidráulicas. - Líneas de transporte requeridos. - Costo de operación. - Energía no servida.	- Toma de decisiones en inversión. - Planificación de la operación de mediano plazo.
Operación de Sistemas Eléctricos (OSE2000). Desarrollado	- Modelo para planificación de la operación de mediano plazo de sistemas eléctricos.	- Representación multinodal de la red incluyendo pérdidas. - Las pérdidas se representan por tramos lineales (hasta 5). - Se incluye programa de	- Producción de centrales. - Costo marginal por nudo. - Disponibilidad del sistema y de cada central. - Costos operativos.	- Planificación de la operación de corto plazo. - Planificación de inversiones en

Tabla 2.1: Modelos de planificación de largo, mediano y corto plazo usados en el sistema eléctrico chileno.

(Fuente: CE-FCFM, 2011). (Cont).

NOMBRE	METODOLOGÍA	CARACTERÍSTICAS	RESULTADOS DEL MODELO	USOS DE LOS RESULTADOS
por KAS Ingeniería, 2000	<ul style="list-style-type: none"> - Utiliza PDDE. - Utilizado por la CNE y empresas consultoras. 	<ul style="list-style-type: none"> - mantenimiento de unidades. - Representación de múltiples embalses. - Tiempo mínimo de representación; semanal. - Representación aleatoria de la hidrología. Series históricas ingresadas por archivos. - Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas. - Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad. - Desarrollado para el SIC. Incluye contratos de riego específicos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Racionamientos del sistema. - Estadígrafos de generaciones. - Estadígrafos de embalses. - Estadígrafos de consumos de combustibles. - Flujos de potencia en líneas. 	<ul style="list-style-type: none"> - generación y transporte. - Determinar precios de nudo. - Cálculo de peajes en sistemas de transmisión. - Cálculo de tarifas en subtransmisión. - Planificación de la red de transmisión.
Operación Mensual del SIC (OMSIC). CDEC-SIC, 1991, 1993.	<ul style="list-style-type: none"> - Modelo de operación de mediano y corto plazo. - Utiliza programación dinámica y simulación de Monte Carlo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sin red. Uninodal. - Tiempo mínimo de análisis mensual (1991). Actualizado a semanal (1992). - Representación aleatoria de la hidrología. Independencia estadística en periodo de invierno y dependencia en periodo de verano. - Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas. - Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad. - Desarrollado para el SIC. - Requiere modelos de operación de embalses. - Solución final obtenida con proceso iterativo asistido por expertos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Programación semanal de la operación de centrales. - Costo marginal por nudo. - Disponibilidad del sistema y de cada central. - Costos operativos. - Racionamientos del sistema. - Estadígrafos de generaciones. - Estadígrafos de embalses. - Estadígrafos de consumos de combustibles. - Flujos de potencia en líneas. 	Operación Mensual del SIC (OMSIC). CDEC-SIC, 1991, 1993.

Es importante mencionar que las instituciones o empresas dueñas de estos modelos, sólo entregan los resultados de los problemas en cuestión omitiendo detalles del procedimiento de los modelos, lo que se conoce como efecto “Caja Negra” (Troncoso, 2010). Los modelos disponibles para el presente trabajo (DeepEdit y MIPUC) velan por una transparencia que evita este efecto, teniendo una mayor interacción con los futuros clientes, que al no pertenecer a las grandes empresas, no poseen un modelo de CHT necesario para la realización de su proyecto energético.

2.3. Alteraciones Hidrológicas

La hidrología se ve fuertemente afectada por la construcción de obras civiles cuyo objetivo es aprovechar este recurso hídrico para la producción de energía. Las obras correspondientes a centrales hidroeléctricas que necesitan de un embalse, influyen principalmente al caudal aguas abajo de estas obras, el cual se ve sometido a una alteración si se compara con el caudal natural que existía antes de construir la central. La Figura 2.3 muestra un ejemplo de hidrologías en situaciones pre y post central hidroeléctrica.

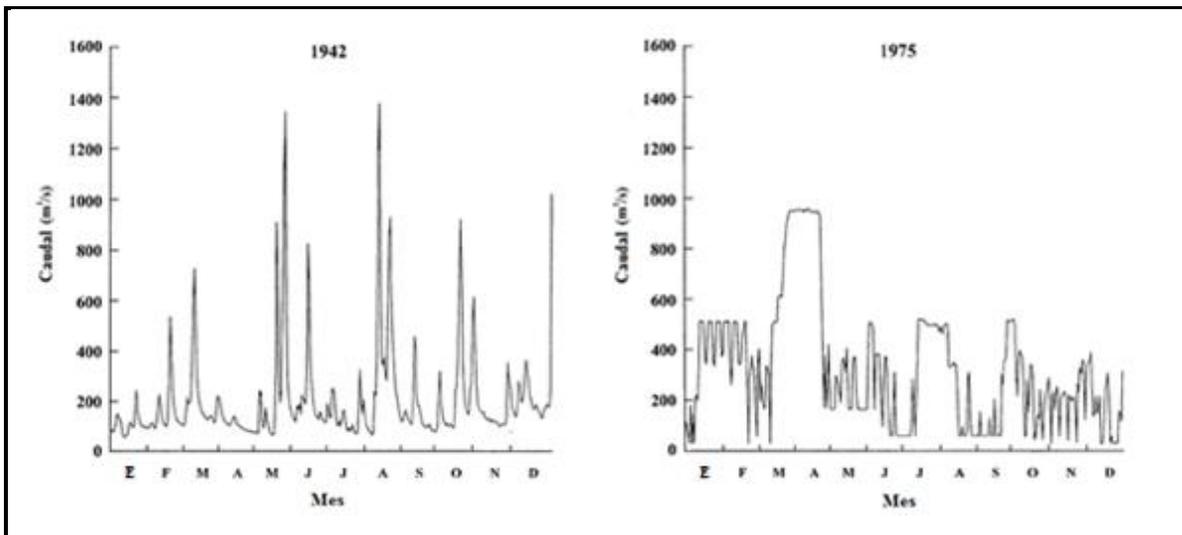


Figura 2.3: Comparación de hidrogramas en situaciones pre y post embalse. (Fuente: Richter, et al., 1997).
(Adaptación).

Como toda obra civil, las centrales hidroeléctricas producen un impacto medioambiental debido a la operación del embalse, el cual se expresa en alteraciones hidrológicas. Se le exige a estas centrales la presencia de un caudal ecológico, que consiste en la presencia de un mínimo de agua en el cauce aguas abajo de la central, tal que permita preservar la ecología del lugar. Este caudal mínimo

determina en forma directa la regulación de la central, permitiendo el beneficio para las especies acuáticas, entre otros aspectos positivos para el medio ambiente de la zona (Richter & Thomas, 2007). En la Figura 2.4 se puede dimensionar la diferencia entre el caudal natural y el caudal controlado.

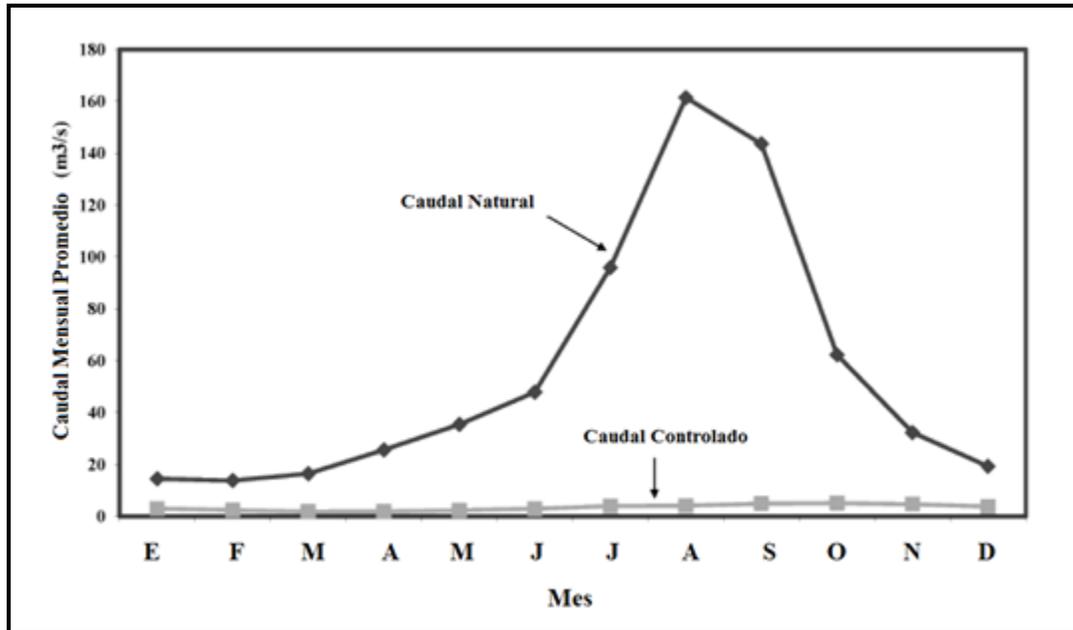


Figura 2.4: Flujo natural y caudal ecológico. (Fuente: Richter & Thomas, 2007). (Adaptación).

Existen metodologías para la determinación de este caudal ecológico, que tienen como objetivo el planteamiento de modelos que velan por conservar la biodiversidad acuática de una cierta zona (Jowett, 1997). Cabe mencionar que estos procedimientos no son usados en el presente trabajo.

Por otra parte, existen estudios de alteración hidrológica, la que se cuantifica no sólo considerando caudales mínimos, sino que considerando además varios parámetros que se relacionan con las fluctuaciones de caudal producto de la operación de la central aguas arriba. Para esta cuantificación, existen métodos como el “Indicators of Hydrologic Alteration, (IHA)” el que considera 32 parámetros (64 indicadores) para cuantificar la alteración hidrológica del lugar en cuestión (Richter, et al., 1997), o como el “Range of Variability Approach, (RVA)” que usa la variación de los parámetros impuestos por el IHA (Richter, et al., 1997). Estos métodos pueden ser empleados tanto a largo plazo como a corto plazo, teniendo como requerimiento una resolución diaria como mínimo (incluso semanal para algunos modelos). Sin embargo, las STC arrojadas por los modelos utilizados en el presente trabajo son de carácter intradiario, con etapas horarias, por esto los métodos antes propuestos no son de utilidad. No obstante, existen métricas de alteración hidrológica (MHA), las

que permiten un análisis intradiario con caudales horarios (Zimmerman, et al., 2009), del mismo modo que el IHA y RVA lo hacen para caudales diarios. Las MHA son:

- **Richards–Baker Flashiness Index (RBF)**

Para obtener el valor de este indicador (R – B Index) en un determinado caso se debe utilizar la formula mostrada en [2.2] a continuación.

$$\text{R – B Index} = \frac{\sum_{i=1}^n 0.5(|q_{i+1} - q_i| + |q_i - q_{i-1}|)}{\sum_{i=1}^n q_i} \quad [2.2]$$

Donde el caudal es horario, y n es el número de datos en un periodo de 24 h (periodo de análisis). El indicador refleja el largo del recorrido de las oscilaciones de la STC dividido por la suma de todos los caudales pertenecientes a ese periodo de un día (Baker, et al., 2004).

- **Reversals (NREVS)**

Corresponde al número de cambios que tiene la STC en cuanto a subidas y bajadas. En otras palabras cuenta los cambios de signo de la pendiente de la oscilación en cuestión, durante un periodo de 24 h para caudales horarios. (The Nature Conservancy, 2007).

- **Porcentaje Total del Flujo (PTF)**

Este indicador se caracteriza por ser un rango entre la diferencia máxima y mínima de caudales dividida por la descarga total del periodo correspondiente a 24 h. Al igual que en todos los indicadores anteriores se trabaja con caudales del tipo horario (Lundquist & Cayan, 2002). Se puede ver con mayor claridad en la formula mostrada en [2.3] a continuación.

$$\text{PTF} = \frac{q_{\max} - q_{\min}}{\sum_{i=1}^n q_i} \quad [2.3]$$

- **Coefficiente de Variación Diurna (CDV)**

Este indicador entrega el valor de la desviación estándar de caudales horarios dividido por el promedio de estos en un periodo de 24 h (McKinney, et al., 2001). Se muestra de forma más clara en la formula mostrada en [2.4] a continuación.

$$CDV = \frac{\sigma}{\frac{\sum_{i=1}^n q_i}{n}} \quad [2.4]$$

Las MHA poseen un valor umbral (Zimmerman, et al., 2009), cuyo sobrepaso de este por parte de las mediciones tomadas, indica un impacto medio ambiental relevante. Los valores umbrales se presentan en la Tabla 2.2, a continuación.

Tabla 2.2: Valores umbrales para cada MHA. (Zimmerman, et al., 2009).

MHA	Valor Umbral
R-B	0.05
NREVS	9.00
PTF	0.03
CDV	0.15

3. DESCRIPCION DE LOS MODELOS

En el presente capítulo se describen ambos modelos a utilizar, dispuestos por el CE-FCFM. Este capítulo se conforma primeramente por la definición de la forma de utilización de estos modelos en conjunto, para luego describir ambos detallando sus principales características. Finalmente se hace referencia al tema de mejoramiento del modelo de corto plazo.

Los modelos que forman parte fundamental en el presente trabajo son:

- SEEDS; Stochastic Electric Economic Dispatch Scheduling (Programación de Despacho Eléctrico Económico Estocástico).
- MIPUC; Mixed Integer Programming Unit Commitment (Programación Entero-Mixta Unit Commitment).

Estos modelos están definidos a largo y corto plazo respectivamente. Estos son una réplica de los utilizados hoy en día en el CDEC-SIC, los cuales corresponden al PLP y al PCP descritos en el capítulo anterior. Es importante mencionar que el primer modelo cuenta con una plataforma computacional llamada DeepEdit, la cual se crea con una finalidad docente que permite una confección de sistemas ficticios de forma más práctica, para así comprender de mejor forma el sistema eléctrico dentro del marco de la CHT.

El estudio de ambos modelos contempla la investigación propia por parte del alumno, tanto como la interacción realizada para con los expertos del área profesional antes señalada. Para el modelo SEEDS existe una buena cantidad de trabajos de título y tesis enfocadas en la descripción y mejoras, tanto del modelo como de la plataforma computacional (DeepEdit), por lo que existe una gran fuente de información disponible para esta investigación. Además se cuenta con una gran disponibilidad de los conocedores del tema, la cual se hizo notar mas para el modelo de predespacho (MIPUC), debido a que las fuentes de información eran escasas, por lo que la interacción con los desarrolladores del modelo fue fundamental.

Por último, cabe resaltar que el estudio y posterior uso de los modelos, se realiza con una profundidad que se adecua a los propósitos del presente trabajo, que consiste en la consideración de factores hidráulicos en la modelación de corto plazo, realizando un mejoramiento en el modelo MIPUC.

3.1. Utilización de los Modelos

Los modelos considerados para el presente trabajo, como se dijo anteriormente, son réplicas de los modelos usados actualmente en Chile (PLP y PCP). El modelo de programación a corto plazo (PCP), requiere como dato de entrada uno de los resultados del modelo de programación a largo plazo (PLP), el cual corresponde a la Función de Costos Futuros Esperados (FCFE). La FCFE entregada por el PLP corresponde a una semana determinada y existe una para cada embalse del SIC (multiembalse), por lo que se tiene una superficie con las distintas FCFE que el PLP le entrega al PCP, como se representa en la Figura 3.1.

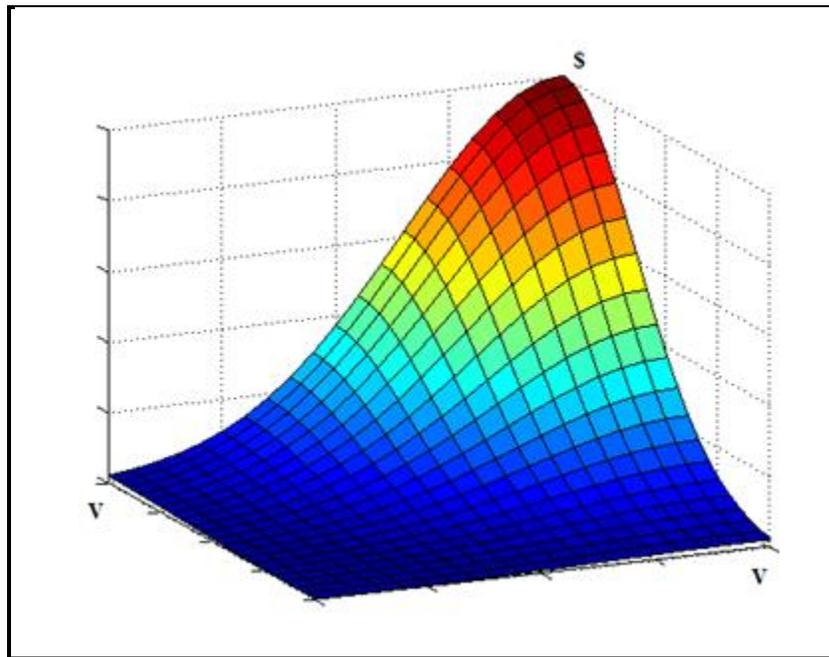


Figura 3.1: FCFE multiembalse entregada por el PLP al PCP.

De esta misma forma se trabaja con las herramientas de modelación disponibles en el presente trabajo (DeepEdit y MIPUC), necesarias para obtener las STC para una semana determinada. Al definir una semana de interés, se debe realizar una modelación caracterizada por una PDDE como la que hace el DeepEdit (PLP) inmediatamente después de la semana escogida, para un horizonte de evaluación de algunos años (largo plazo). Luego de esta simulación, se obtiene el dato de salida de interés (FCFE) que entra al MIPUC (PCP) para realizar una planificación de corto plazo (determinística). La FCFE corresponde al primer nodo de la modelación de largo plazo, sin embargo, en la modelación de corto plazo, determina los costos de los volúmenes de agua almacenados para un periodo final (condición de borde). Esto se puede ver mejor en la Figura 3.2.

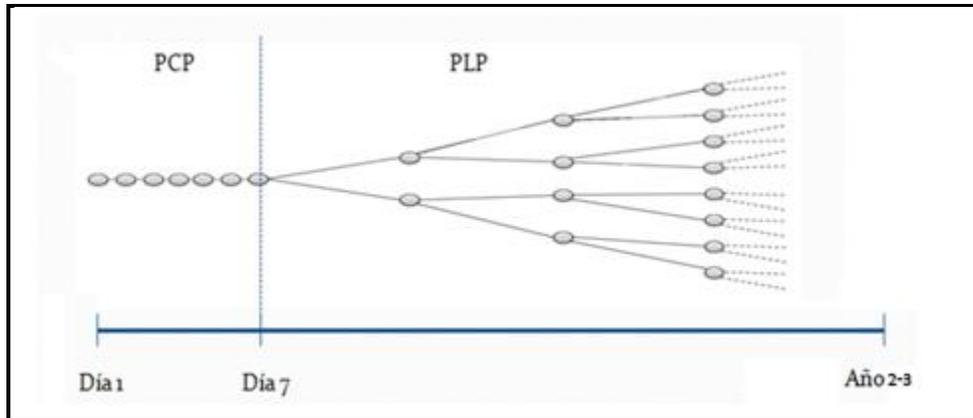


Figura 3.2: Utilización de modelos situada en un tiempo determinado.

La semana de interés comienza el día 1 (Presente) y termina el día 7, que es cuando comienza el horizonte de evaluación de la planificación a largo plazo, la cual corresponde a etapas temporales futuras, de la cual no se tiene una certeza de los afluentes a ocurrir, por lo que se tiene un árbol de decisión característico de una modelación estocástica.

De esta manera, el MIPUC entrega como uno de sus datos de salida, las STC que conforman el resultado de interés principal de este trabajo. Finalmente se presenta la Figura 3.3 que resume la forma de utilización de los modelos DeepEdit y MIPUC.

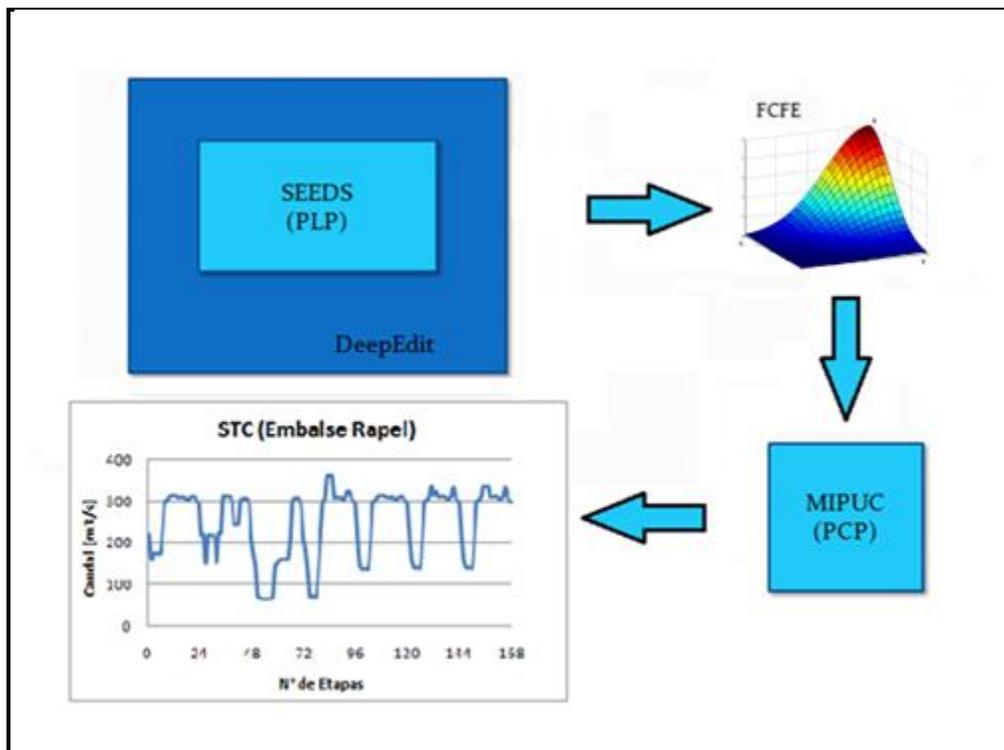


Figura 3.3: Metodología de uso de los modelos DeepEdit y MIPUC.

Es importante aclarar, que esta forma de utilización de ambos modelos, se ve facilitada al tener los valores de la FCFE como uno de los datos de entrada del MIPUC³. Esto aminora el número de simulaciones, y más importante aún, permite usar solamente uno de los modelos disponibles en el presente trabajo (MIPUC). Por lo tanto, se enfatiza solamente en el modelo de pre-despacho, tanto como para la descripción que se hace en la siguiente sección, como para la posterior adaptación del mismo.

La FCFE entregada como resultado por el DeepEdit, depende fundamentalmente de los afluentes considerados los que pueden traer incorporados los efectos de un cambio climático característicos del horizonte de evaluación considerado. Las proyecciones de demanda consideradas, necesarias en una modelación de largo plazo, también son un factor importante al igual que la matriz energética contemplada por el modelo. Para mayor información acerca del modelo DeepEdit, se dispone una descripción del mismo en el Anexo A.

3.2. Estudio del Modelo MIPUC

En esta sección se presenta una descripción del modelo de despacho MIPUC, en donde se presentan sus aspectos y características más relevantes, para con los propósitos del presente trabajo.

3.2.1. Descripción General

Este modelo de pre-despacho entrega las STC de corto plazo. Estos caudales son horarios, permitiendo hacer un posterior análisis intradiario como es requerido por las MHA. Este modelo simula lo que hace el PCP utilizado en el CDEC-SIC actualmente en Chile.

Este modelo lineal, al estar definido a corto plazo, requiere la consideración de factores adicionales a la modelación de largo y mediano plazo. El horizonte de evaluación es generalmente de una semana, y en este periodo de tiempo es importante contemplar lo que refiere al prendido y apagado de las centrales térmicas, denominado “Unit Commitment”. El modelo reconoce si una unidad es o no capaz de encenderse y apagarse con variables enteras binarias (“1” para centrales prendidas; y “0” para centrales apagadas), las que junto a las variables continuas componen a este modelo de carácter entero-mixto, recibiendo dicho nombre por integrar ambos tipos de variables.

³ Los datos de entrada, al igual que los modelos, fueron proporcionados por el CE-FCFM.

Es importante mencionar que el código fuente del modelo MIPUC está escrito en JAVA, lo que es relevante considerar para su posterior modificación, que consiste en incorporar factores hidráulicos no considerados hasta ahora por el modelo de pre-despacho.

3.2.2. Metodología del Modelo

El modelo MIPUC realiza el pre-despacho basado en el algoritmo de Branch & Cut (B&C) (Benavides, 2008), el cual corresponde a un híbrido del método Branch & Bound⁴ (B&B), y de la aplicación de planos de corte. El método B&B pertenece a la programación lineal entera entregando soluciones discretas, es decir, las variables de decisión deben ser enteras (no en su totalidad, recordando que el modelo es entro-mixto). El método B&C, fundamentalmente tiene la misma metodología que el método B&B (salvo por los planos de corte).

El método B&B trabaja con variables de decisión de números enteros. Para el caso particular de la aplicación de este método en el MIPUC, se tiene que estas variables enteras son binarias. En este caso la solución relajada arrojaría números entre 1 y 0, y la ramificación se establece por la el valor que toma alguna variable no entera, el que puede ser 1 ó 0 que implica la capacidad o incapacidad de prendido y apagado de las centrales.

3.2.3. Planteamiento del Problema

En el presente apartado se presenta la formulación del problema lineal entero mixto para el despacho de las centrales. Antes de presentar la función objetivo del problema, no está demás presentar la nomenclatura empleada por el modelo, la que a pesar de su gran similitud con la del DeepEdit posee algunas particularidades importantes. Esta nomenclatura está conformada por los índices y variables del problema.

Índices

- t***: Índice asociado a las etapas con $t \in [1, T]$.
- i***: Índice asociado a las centrales térmicas.
- j***: Índice asociado a las centrales hidráulicas.
- b***: Índice asociado a las barras.

⁴ Branch & Bound (Ramificación y Acotamiento).

- l :** Índice asociado a las líneas de transmisión.
- s :** Índice asociado a centrales, simulaciones o escenarios para la FCF.
- k :** Índice asociado a los cortes de las distintas FCF.

Variables

- P_i^t :** Potencia despachada por la central térmica i en el periodo t .
- Q_j^t :** Caudal turbinado por la central hidráulica j en el periodo t .
- Qv_j^t :** Caudal vertido por la central hidráulica j en el periodo t .
- V_j^t :** Volumen del embalse asociado a la central hidráulica j en el periodo t .
- $PENS_b^t$:** Potencia no suministrada en la barra b en el periodo t .
- FCF_s :** Función de costo futuro asociada a la simulación futura s .
- B_i^t :** Variable binaria asociada al estado encendido o apagado de la central térmica i en el periodo t .
- B_j^t :** Variable binaria asociada al estado encendido o apagado de la central hidráulica j en el periodo t .

Función Objetivo

De esta forma la función objetivo del problema se presenta en [3.1] a continuación.

$$\min_x z = \sum_{i,t} \Delta t \cdot C_i \cdot P_i^t + \sum_{b,t} \Delta t \cdot CENS \cdot PENS_b^t + \sum_s \frac{1}{S} \cdot FCF_s \quad [3.1]$$

Donde Δt es la duración de la etapa t , C_i es el costo variable de la central i , $CENS$ es el costo de la potencia no suministrada y S es el número de simulaciones futuras. El primer término representa el costo de operación de las centrales térmicas, el segundo término representa el costo de la energía no suministrada y el tercer término representa la función de costo futuro utilizada para valorizar el volumen de los embalses al final de cada periodo. Se considera el valor promedio de las funciones de costo futuro.

Restricciones

Las restricciones consideradas por el modelo MIPUC son las siguientes.

Potencia máxima y mínima para centrales térmicas con capacidad de partir y de detenerse⁵

$$P_i^{MIN} \cdot B_i^t \leq P_i^t \leq P_i^{MAX} \cdot B_i^t \quad \forall i, t \quad [3.2]$$

Donde P_i^{MIN} y P_i^{MAX} corresponden a la potencia mínima y máxima de la central i .

Caudal turbinado máximo y mínimo para centrales hidráulicas con capacidad de partir y de detenerse⁹

$$Q_j^{MIN} \cdot B_j^t \leq Q_j^t \leq Q_j^{MAX} \cdot B_j^t \quad \forall j, t \quad [3.3]$$

Donde Q_j^{MIN} y Q_j^{MAX} corresponden al caudal mínimo y máximo de la central j . Al igual que las centrales térmicas, las centrales hidráulicas tienen la capacidad de prendido y apagado. No necesariamente todas las centrales tienen esta capacidad, esto se determina por el usuario en uno de los datos de entrada, los cuales se revisan más adelante.

Balance hidráulico para unidades hidráulicas de embalse

$$\frac{V_j^t - V_j^{t-1}}{\Delta t \cdot 3.6} - Af_{fic} + Q_j^t + Qv_j^t - \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} Q_r^t - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} Qv_r^t = A_j^t \quad \forall j, t \quad [3.4]$$

Donde Ω_j^{TURB} es un índice para representar a las centrales aguas arriba de la central j que turbinan en esta, y Ω_j^{VERT} para representar a las centrales aguas arriba de la central j que vierten en la misma. La constante A_j^t corresponde al afluente de la central hidráulica j . El término Af_{fic} corresponde a un afluente ficticio, que se usa en casos extremos en que el volumen del embalse llegara a ser nulo y

⁵ Lo que se conoce como “commitment”.

así evitar infactibilidades en el modelo. Este término debe ser siempre nulo, por lo que es necesario asociarle una alta penalización, de esta manera el modelo prioriza en que el termino no sea distinto de cero. Esta ecuación no incluye adaptaciones de ningún tipo.

Balance hidráulico para unidades hidráulicas en serie o pasadas

$$Q_j^t + Qv_j^t - \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} Q_r^t - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} Qv_r^t = A_j^t \quad \forall j, t \quad [3.5]$$

Función de costo futuro

$$FCF_s \geq \beta_s^k + \sum_j \alpha_{j,s}^k \cdot V_j^T \quad \forall s, k \quad [3.6]$$

Donde β_s^k y $\alpha_{j,s}^k$ corresponden a constantes utilizadas para linealizar la función de costo futuro. El índice k se utiliza para representar los tramos lineales de la función. Notar que la función de costo futuro se evalúa en el volumen final de los embalses ($t=T$), siendo esta su participación en el modelo de corto plazo.

Balance de potencia por barra o nodo

$$P_i^t + PENS_b^t + \eta_j \cdot Q_j^t - \sum_{l \in b} F_{l,t}^+ + \sum_{l \in b} F_{l,t}^- - \sum_{l \in b} R_{l,t}^+ + \sum_{l \in b} R_{l,t}^- = D_b^t \quad \forall b, t \quad [3.7]$$

$$\forall i \in b$$

$$\forall j \in b$$

Donde D_b^t es la demanda de la barra b en el periodo t . Las variables $F_{l,t}^+$ y $F_{l,t}^-$ se utilizan para representar los flujos por las líneas de transmisión que entran y salen de la barra o nodo. Asimismo, $R_{l,t}^+$ y $R_{l,t}^-$ se utilizan para representar las pérdidas de potencia de las líneas de transmisión asociados a los flujos positivos y negativos.

Relación entre ángulos de las barras y flujos por las líneas de transmisión

$$F_{i,t} = \frac{\theta_t^a - \theta_t^b}{x_l} \quad \forall l, t \quad [3.8]$$

Donde θ_t^a y θ_t^b son variables utilizadas para representar el ángulo de la barra inicial y barra final a la que se encuentra conectada la línea l . La constante x_l representa la reactancia de la línea de transmisión.

Dominio

El dominio o las cotas consideradas por el modelo son las siguientes.

Potencia máxima y mínima para centrales térmicas sin capacidad de partir y de detenerse

$$P_i^{MIN} \leq P_i^t \leq P_i^{MAX} \quad \forall i, t \quad [3.9]$$

Caudal turbinado máximo y mínimo para centrales hidráulicas con capacidad de partir y de detenerse

$$Q_j^{MIN} \leq Q_j^t \leq Q_j^{MAX} \quad \forall j, t \quad [3.10]$$

Caudal vertido máximo y mínimo por centrales hidráulicas

$$Qv_j^{MIN} \leq Qv_j^t \leq Qv_j^{MAX} \quad \forall j, t \quad [3.11]$$

Volumen máximo y mínimo de unidades de embalse

$$V_j^{MIN} \leq V_j^t \leq V_j^{MAX} \quad \forall j, t \quad [3.12]$$

Volumen final para unidades de embalse sin FCF asociada

$$V_j^{final} \leq V_j^T \quad \forall j \quad [3.13]$$

Tal como se explicó anteriormente, la FCF sirven para imponer un volumen final de los embalses. En el caso de no contar con la FCF es necesario el valor de este volumen final para evitar el vaciamiento total del embalse.

3.2.4. Datos de Entrada y de Salida del Modelo MIPUC

El modelo de pre-despacho MIPUC, no cuenta con una plataforma computacional que permita una confección del sistema de forma esquemática como el DeepEdit (ver Anexo A). La forma de confeccionar un sistema es a través de los datos de entrada, que se ingresan a modo de tablas (MS-Excel), asignando un número de identificación (ID) a cada una de las unidades, y estableciendo que unidades tiene aguas arriba y aguas abajo. Por medio de tablas se ingresan además, los datos de entrada los que pueden ser valores constantes, o bien, para algunos casos, pueden ir variando durante el horizonte de evaluación. Estos datos de entrada son:

- **Función de Cortos Futuros (FCFE):** Se dispone para la mayoría de los embalses, salvo por algunos que se impone un volumen final conocido. Es uno de los resultados que proviene de modelos de planificación de largo plazo (PLP, DeepEdit).
- **Barras:** Se identifican las barras del sistema como la unidad del sistema eléctrico a la que se le debe satisfacer una cierta demanda, por las distintas centrales involucradas en ella.
- **Demanda:** Contiene la información de la variación de la demanda para cada barra a lo largo del horizonte de evaluación.
- **Etapas:** Se debe ingresar la cantidad de etapas y la duración de cada una de estas.
- **Centrales Hidroeléctricas:** Contiene la información hidráulica de cada una de las centrales del sistema; Ubicación de unidades, rendimiento, potencias máximas y mínimas, afluente semanal constante, volúmenes iniciales y finales, etc.
- **Línea:** Corresponde a los datos de la línea y de cómo se conectan cada una de las barras, entre otras propiedades eléctricas.
- **Mantenimiento:** Se dispone los periodos en que las unidades de embalse, centrales y línea están en mantenimiento por lo que sus propiedades cambian en algunas etapas.

- **Centrales Térmicas:** Contiene la información que caracteriza a estas centrales, como la potencia mínima y máxima, si están encendidas o apagadas, sus costos, a la barra que se conecta, etc.
- **Simulación:** Contiene datos de tiempo máximo de resolución, cantidad de etapas, penalizaciones para cada restricción, entre otras.
- **Commitment:** Se le asigna un 1 a las centrales que están siempre prendidas, y un 0 a las que tienen la capacidad de prenderse y apagarse. Esto corre tanto para centrales térmicas como hidráulicas.

En cuanto a los resultados, los que también se disponen en tablas (MS-Excel), se tienen los siguientes datos de salida del modelo:

- **Aspectos Hidráulicos:** Corresponde a los caudales turbinados, vertidos, volúmenes de los embalses, por cada etapa del horizonte de evaluación. Se obtienen de este modo las STC, fundamentales para el presente trabajo.
- **Aspectos Energéticos:** Son los resultados que tienen que ver con los balances de energéticos por barra, por hora y por central. Se presenta un detalle de las líneas en cuanto a pérdidas, flujos positivos, flujos negativos, costos marginales de las barras, etc. Además se presenta la generación energética tanto por parte de las centrales térmicas como de las centrales hidroeléctricas.
- **Costos:** Corresponde a los costos de producción centrales térmicas, de partida, de apagado, futuro, penalización vertimiento embalse, penalización flujos líneas, penalización afluente ficticio, energía no suministrada.

De esta forma se tienen los resultados del modelo de pre-despacho, de los cuales el más relevante es el archivo que contiene las STC, fundamentales para el propósito principal del presente trabajo.

3.2.5. Representación del SIC por el Modelo MIPUC

El modelo MIPUC contempla un sistema eléctrico e hidráulico. Ambos sistemas se relacionan inevitablemente, sin embargo se hace la descripción solamente del sistema hidráulico, debido a que las adaptaciones a realizar se relacionan de forma directa con dicho sistema. Este sistema, con todas sus unidades hidráulicas, se muestra en la Figura 3.4 a continuación.

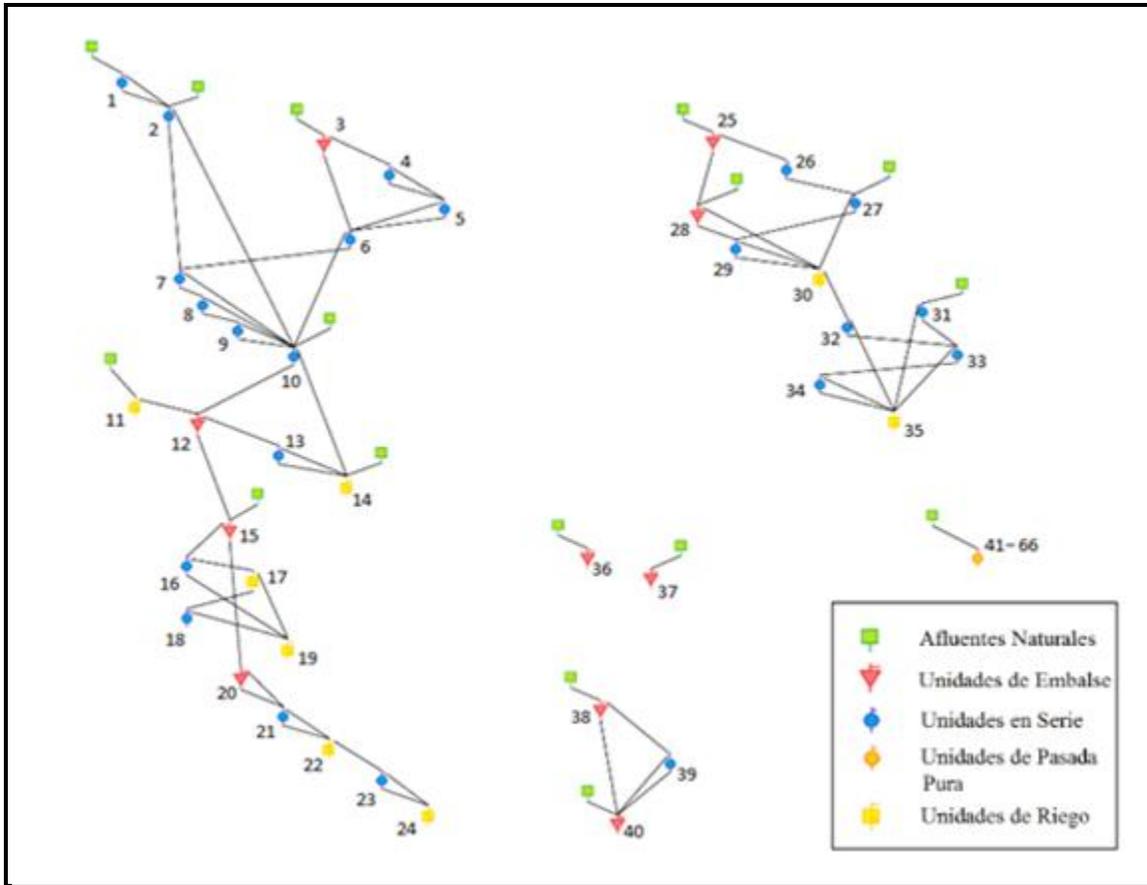


Figura 3.4: Sistema Hidráulico considerado por modelo MIPUC.

En la figura anterior, se especifica el tipo de unidad hidráulica (y afluentes semanales). Además, cada una de las unidades hidráulicas tiene un número asignado de identificación (ID), con el cual el modelo trabaja de forma más eficiente. Los nombres reales de las unidades del sistema hidráulico se disponen en el Anexo D (Tabla D.1), con su correspondiente ID.

Se especifica tan solo el sistema hidráulico, ya que es este el que tiene una mayor importancia para con los propósitos de este trabajo. Este sistema hidráulico es el que considera el modelo MIPUC, y el que se toma en cuenta para el proceso de adaptación a realizar. Cabe resaltar que el modelo DeepEdit considera un sistema hidráulico bastante parecido (se usa su simbología, mostrada en la Figura A.8), salvo algunas excepciones que permiten una mejor operación del modelo en su escala de tiempo correspondiente.

3.3. Propuesta de Mejoramiento

En el presente apartado, ya habiendo hecho una descripción del modelo, se plantea la propuesta de mejoramiento del modelo MIPUC. Existen factores, en su mayoría de carácter hidráulico, que no están contemplados hasta ahora en el modelo, y que eventualmente pueden ser incorporados en el mismo. Estos son:

- **Tiempos de Viaje:** El agua turbinada o vertida desde una unidad hidráulica demora un cierto tiempo en llegar a la siguiente unidad ubicada aguas abajo. Actualmente el modelo considera que el agua que sale de una unidad hidráulica, entra de forma inmediata a la unidad ubicada aguas abajo de esta.
- **Filtraciones:** Las unidades de embalses consideradas en el modelo, no consideran el efecto de las filtraciones. Para ello se necesita el conocimiento de la topografía del embalse, para poder determinar la superficie inundada la que depende directamente del nivel de las aguas en el mismo.
- **Rendimiento:** Los rendimientos de las centrales son lineales actualmente en el modelo. La incorporación de valores que dependan de la altura de agua de los embalses, o de forma más compleja aún, que estén determinados por la cantidad óptima de turbinas en funcionamiento (Howard, 2006), genera un trabajo muy interesante pero complejo a la vez. Para el caso que considera el rendimiento por turbina a ocupar, se tienen curvas que describen funciones que caracterizarían restricciones no convexas, lo cual es tremendamente complicado de incorporar en modelos de programación lineal como los estudiados en el presente trabajo.

Luego del estudio del modelo y de diversas reuniones con los expertos del CE-FCFM, se le da prioridad al factor de los **Tiempos de Viaje**, ya que es la de mayor interés por parte del grupo de trabajo. De esta manera, enfocándose solamente a este factor, se procede a realizar el mejoramiento del modelo de corto plazo y el estudio de la variabilidad de las STC de dicha versión.

4. INCORPORACIÓN DE TIEMPOS DE VIAJE EN MODELACION DE CORTO PLAZO

En el presente capítulo se realiza la incorporación del factor de los tiempos de viaje en el modelo de corto plazo MIPUC. El factor de tiempo de viaje; hace referencia al tiempo que demora en recorrer el agua en un tramo determinado por una de una unidad hidráulica aguas arriba y otra aguas abajo. Actualmente, el modelo considera que el agua que sale de una central llega de forma inmediata a la central ubicada aguas abajo. Se comparan los resultados de interés de dos situaciones; un escenario con la adaptación, y otro escenario sin esta. La variación entre ambas STC (resultados de interés de la modelación) se cuantifica usando las MHA, utilizándose solamente para comparar, y no con un fin medioambiental directo como se hace generalmente.

Los tiempos de viaje se consideran para pulsos de agua representados en bloques, definidos por el caudal promedio por etapa, es decir, por el caudal promedio horario. Es importante mencionar que existen aproximaciones o enfoques del tránsito de caudales en un cauce, como el “*Método de Muskingum*”, el cual considera pulsos como los observados en la Figura 4.1, y no en forma de bloques como se considera en este trabajo. En este método, además, no avanzan uniformemente sino que considera una atenuación (Viessman & Lewis, 2003) como se puede ver también en la misma figura, a continuación.

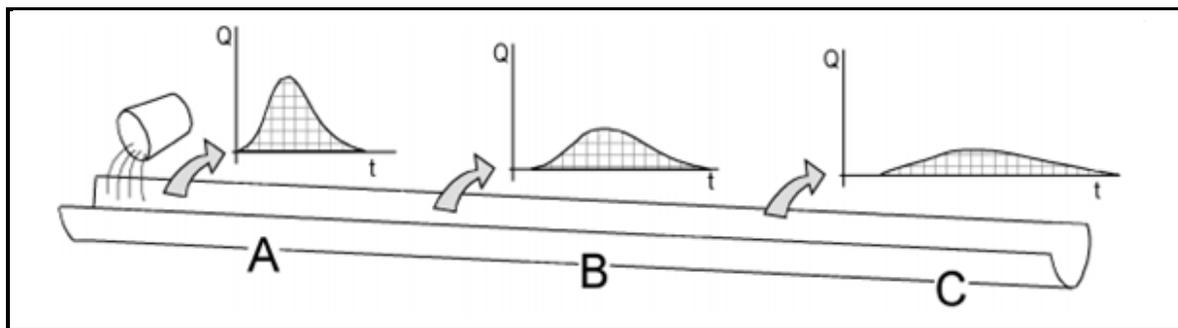


Figura 4.1: Pulsos y atenuación considerada en el *Método de Muskingum*. (Fuente: Sánchez, 2005).

Sin embargo, este método no fue utilizado en este trabajo por no contar con la información necesaria. Además, porque la cantidad de supuestos y estimaciones de la totalidad del trabajo, hacen innecesaria la acción incidir de forma tan exacta solamente en este factor del tránsito de crecidas.

El primer paso para realizar la adaptación, es obtener los valores de los tiempos de viaje para los distintos tramos del sistema, cuyo método se presenta a continuación.

4.1. Método de Cálculo

El procedimiento para calcular los tiempos de viaje del agua, que involucra a dos unidades hidráulicas, comienza por la ubicación de estas y el reconocimiento del cauce que une a estas dos unidades⁶, que pueden ser de embalse, serie, pasada pura o de regadío, con la ayuda de Google Earth.

Para el cálculo de los tiempos de viaje se asume una altura normal de escurrimiento en el cauce por lo que se utiliza la Formula de Manning [4.1].

$$\frac{Q \cdot n}{\sqrt{i}} = \Omega \cdot R_h^{2/3} \quad [4.1]$$

Donde Q es el caudal de escurrimiento, n es el coeficiente de Manning, i es la pendiente de fondo del canal, Ω es el área de escurrimiento y R_h es el radio hidráulico. Esta expresión debe utilizarse en el sistema internacional de unidades dado que el coeficiente de Manning tiene unidades de $\frac{s}{m^{1/3}}$.

El Radio hidráulico corresponde al área de escurrimiento Ω , dividida por el perímetro mojado X , es decir, el contorno del cauce que tiene contacto con el agua.

$$R_h = \frac{\Omega}{X} \quad [4.2]$$

Los parámetros más importantes del cauce se pueden ver en la Figura 4.2 a continuación.

⁶ Las unidades a ubicar, son las que el modelo de pre-despacho considera (Ver Figura 3.4).

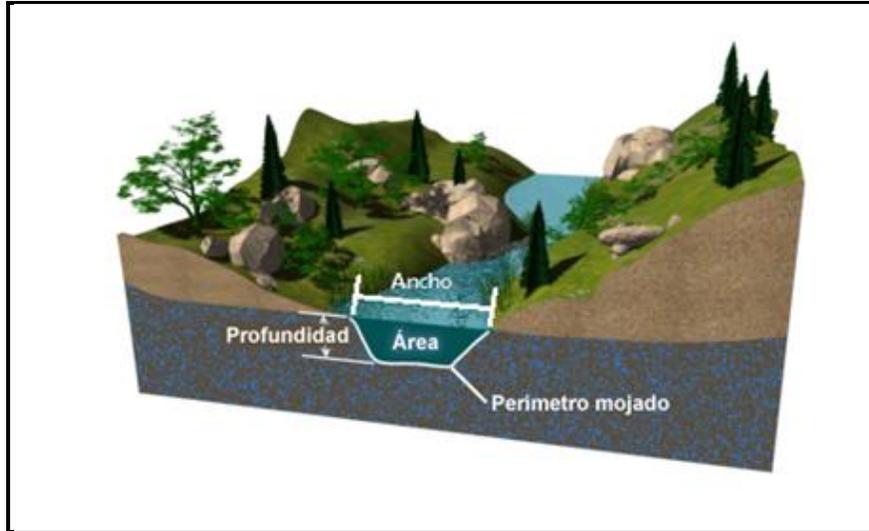


Figura 4.2: Parámetros de un cauce tipo. (Fuente: Met Ed).

Denotando y a la Profundidad y b al Ancho, se opta por realizar dos supuestos que disminuyen la complejidad del análisis; se asume un cauce muy ancho ($b \gg y$), y se asume que este es de sección rectangular. De esta forma se tiene que [4.2] adopta la siguiente forma.

$$R_h = \frac{\Omega}{X} = \frac{b \cdot y}{b + 2y} = \frac{b \cdot y}{b} = y \quad [4.3]$$

Finalmente la Formula de Manning queda de la siguiente manera.

$$\frac{Q \cdot n}{\sqrt{i}} = b \cdot y^{5/3} \quad [4.4]$$

Al tener el dato del caudal, y un valor promedio del ancho del cauce y de la pendiente (los cuales fueron calculados gracias a Google Earth), solo resta obtener el coeficiente de Manning. Este se obtiene mediante el siguiente procedimiento desarrollado por W.L.Cowan (1956) y llamado “*Estimating hydraulic roughness coefficients*” Se basa en la siguiente ecuación.

$$n = (n_0 + n_1 + n_2 + n_3 + n_4) \cdot m \quad [4.5]$$

Donde:

n_0 = valor básico del coeficiente de rugosidad para un tramo recto y uniforme.

n_1 = incremento por irregularidades de las secciones.

n_2 = incremento por variaciones de forma y dimensiones de las secciones.

n_3 = incremento por obstrucciones.

n_4 = incremento por vegetación en el cauce.

m = factor correctivo por curvas y meandros del río.

Según las características del cauce a estudiar, se asignan valores para cada coeficiente los que se pueden encontrar en Mery (2007), y permitan calcular el coeficiente de Manning propio del tramo del cauce de interés.

Para determinar estos valores, se hace una observación del cauce natural⁷, para los casos en que se tengan túneles y/o canales de hormigón se utiliza directamente el valor del coeficiente de Manning para este material.

$$n_{\text{hormigón}} = 0.015 \quad [4.6]$$

Luego de determinar el coeficiente de Manning, se puede calcular la altura normal del tramo del cauce a estudiar y luego la velocidad de escurrimiento de la siguiente forma.

$$v = \frac{Q}{b \cdot y} \quad [4.7]$$

Finalmente, mediante Google Earth, se estima la distancia d del tramo a estudiar, por lo que se tiene el tiempo de viaje t_v del agua en dicho tramo, el que se calcula de la siguiente manera.

$$t_v = \frac{d}{v} \quad [4.8]$$

⁷ Observación hecha con el Google Earth, debido a la imposibilidad de ir a cada uno de los tramos a lo largo del país.

El tiempo de viaje en los tramos muchas veces pasan de ser un cauce natural, a ser un túnel o canal de hormigón, calculándose un tiempo de viaje para cada parte del tramo para luego sumarlos y obtener el tiempo total del tramo completo. Los valores de los tiempos de viaje considerados en el presente trabajo se presentan en la siguiente sección.

4.2. Determinación del Valor de los Tiempos de Viaje

El valor del tiempo de viaje es único para cada tramo y depende principalmente del caudal⁸. Para obtener el valor del tiempo de viaje del agua en el tramo, se utiliza el caudal turbinado, de la unidad aguas arriba del mismo, en una situación que no considere un tiempo de viaje (Caso base). Esto se realiza para tres semanas determinadas, en las que se posee de la totalidad de los datos de entrada, facilitados por el CE-FCFM. Estas semanas hacen referencia a la fecha de inicio de las mismas, las cuales son:

- 03-07-2009.
- 25-10-2009.
- 04-11-2009.

Es importante mencionar que las semanas pertenecen a distintas épocas del año, lo cual se refleja en la magnitud de los afluentes naturales considerados en la modelación. Estos se pueden observar en los gráficos en el Anexo F, para cada una de las centrales contempladas por el modelo.

Luego de modelar dichas semanas (sin incorporar adaptación alguna), se obtienen los valores de los caudales para calcular los distintos tiempos de viaje. De los caudales turbinados y vertidos a lo largo de la semana se tiene un caudal promedio (Q_t) y uno mínimo (Q_{min}). El caudal máximo corresponde al caudal de diseño (Q_{dis}) de la unidad que turбина, es decir, la de aguas arriba en el correspondiente tramo⁹.

Con la metodología de la sección anterior, se calculan los tiempos de viaje para cada uno de estos caudales, para cada tramo y semana a analizar. Es importante mencionar que la información necesaria para el cálculo del tiempo de viaje, fue posible de recopilar en tan solo algunos tramos del

⁸ Según la fórmula de Manning depende de más parámetros. Sin embargo, todos estos han sido determinados con excepción del caudal.

⁹ El Q_{dis} es un valor recopilado y no se obtiene al simular el modelo.

sistema. Los datos recopilados de los distintos tramos (distancia, pendiente, ancho y coeficiente de Manning), se disponen en la Tabla 4.1, a continuación.

Tabla 4.1: Datos utilizados para el cálculo de tiempos de viaje.

CENTRALES	Sección	Dist. [km]	i	b [m]	d [m]	n1	n2	n3	n4	n5	m	n
L_Maule	Total	37.4	0.054	20.0	-	0.025	0.005	0.000	0.000	0.010	1.100	0.044
B_M_Isla	Canal	5.0	0.009	12.0	-	-	-	-	-	-	-	0.015
	Túnel	1.0	0.070	-	3.8	-	-	-	-	-	-	0.025
CIPRESES	Colector	0.4	0.029	2.2	-	-	-	-	-	-	-	0.015
	Aducción	0.7	0.029	2.0	-	-	-	-	-	-	-	0.015
B_C_Isla	Canal	3.0	0.047	12.0	-	-	-	-	-	-	-	0.015
	Túnel	1.0	0.070	-	3.8	-	-	-	-	-	-	0.025
ISLA	Canal	6.5	0.035	20.0	-	-	-	-	-	-	-	0.015
	Túnel	4.2	0.017	-	4.0	-	-	-	-	-	-	0.025
CURILLINQUE	Total	4.6	0.002	20.0	-	-	-	-	-	-	-	0.015
LOMAALTA	Total	0.9	0.018	18.0	-	-	-	-	-	-	-	0.015
ELTORO	Total	3.8	0.037	100.0	-	0.025	0.000	0.000	0.020	0.005	1.050	0.053
ABANICO	Tramo 1	0.8	0.027	20.0	-	-	-	-	-	-	-	0.018
	Tramo 2 Túnel 1 (Presión)	0.7	0.001	-	6.6	-	-	-	-	-	-	0.018
	Tramo 2 Túnel 2 (Presión)	0.1	0.001	-	6.3	-	-	-	-	-	-	0.018
	Tramo 2 Túnel 3 (Presión)	6.9	0.001	-	7.1	-	-	-	-	-	-	0.018
Polcura	Túnel 1 (Presión)	5.0	0.125	-	6.6	-	-	-	-	-	-	0.018
	Túnel 2 (Presión)	0.7	0.001	-	6.6	-	-	-	-	-	-	0.018
	Túnel 3 (Presión)	0.1	0.001	-	6.3	-	-	-	-	-	-	0.018
	Túnel 4 (Presión)	6.9	0.001	-	7.1	-	-	-	-	-	-	0.018
RALCO	Total	24.4	0.037	70.0	-	0.025	0.000	0.000	0.010	0.005	1.050	0.042
PALMUCHO	Total	24.4	0.037	70.0	-	0.025	0.000	0.000	0.010	0.005	1.050	0.042

De esta manera, los tiempos de viaje son exógenos, ya que el cálculo no lo hace el modelo de forma interna, en su proceso de simulación. Los tiempos de viaje calculados para cada tramo correspondiente (identificado con la unidad hidráulica de aguas arriba) se disponen en la tablas 4.2, 4.3 y 4.4, para cada una de las semanas respectivas.

Tabla 4.2: Caudal y tiempos de viaje para semana 20090703.

	20090703					
	Q_{\min}		Q_t		Q_{dis}	
CENTRALES	Q [m ³ /s]	T _v [hr]	Q [m ³ /s]	T _v [hr]	Q [m ³ /s]	T _v [hr]
L_Maule	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00
B_M_Isla	23.5	0.60	23.5	0.60	48.0	0.39
CIPRESES	7.6	0.74	18.3	0.34	36.0	0.19
B_C_Isla	17.9	0.48	28.5	0.33	50.0	0.22
ISLA	42.0	0.65	51.4	0.56	84.0	0.40
CURILLINQUE	42.0	0.50	50.8	0.46	84.0	0.38
LOMAALTA	42.0	0.05	63.4	0.04	84.0	0.04
ELTORO	0.0	0.00	5.7	1.50	96.0	0.49
ABANICO	34.3	3.72	34.3	3.72	50.0	2.57
Polcura	66.9	1.90	85.3	1.50	160.0	0.82
RALCO	208.3	1.29	332.4	1.07	434.0	0.96
PALMUCHO	27.0	2.92	27.0	2.92	28.0	2.88

Tabla 4.3: Caudal y tiempos de viaje para semana 20091025.

	20091025					
	Q_{\min}		Q_t		Q_{dis}	
CENTRALES	Q [m ³ /s]	T _v [hr]	Q [m ³ /s]	T _v [hr]	Q [m ³ /s]	T _v [hr]
L_Maule	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00
B_M_Isla	47.0	0.39	47.0	0.39	48.0	0.39
CIPRESES	27.4	0.24	30.3	0.22	36.0	0.19
B_C_Isla	0.0	0.00	20.4	0.43	50.0	0.22
ISLA	41.8	0.65	41.8	0.65	84.0	0.40
CURILLINQUE	41.2	0.50	41.2	0.50	84.0	0.38
LOMAALTA	38.7	0.05	38.7	0.05	84.0	0.04
ELTORO	0.0	0.00	48.1	0.64	96.0	0.49
ABANICO	35.3	3.61	35.3	3.61	50.0	2.57
Polcura	97.3	1.32	106.4	1.21	160.0	0.82
RALCO	160.7	1.43	283.6	1.14	434.0	0.96
PALMUCHO	27.0	2.92	27.0	2.92	28.0	2.88

Tabla 4.4: Caudal y tiempos de viaje para semana 20091104.

	20091104					
	Q_{min}		Q_t		Q_{dis}	
CENTRALES	Q [m ³ /s]	T _v [hr]	Q [m ³ /s]	T _v [hr]	Q [m ³ /s]	T _v [hr]
L_Maule	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00
B_M_Isla	48.0	0.39	48.0	0.39	48.0	0.39
CIPRESES	0.0	0.00	6.1	0.89	36.0	0.19
B_C_Isla	0.0	0.00	9.0	0.85	50.0	0.22
ISLA	42.0	0.65	42.0	0.65	84.0	0.40
CURILLINQUE	42.1	0.50	42.1	0.50	84.0	0.38
LOMAALTA	38.7	0.05	41.5	0.05	84.0	0.04
ELTORO	0.0	0.00	4.3	1.69	96.0	0.49
ABANICO	36.9	3.46	36.9	3.46	50.0	2.57
Polcura	51.2	2.47	112.2	1.15	160.0	0.82
RALCO	398.5	1.00	398.5	1.00	434.0	0.96
PALMUCHO	28.0	2.88	28.0	2.88	28.0	2.88

Para una de las tres semanas a estudiar, se grafican los valores de los tiempos de viaje en función de los caudales considerados. En la Figura 4.3 se presenta la relación de los tiempos de viaje con el caudal turbinado utilizado.

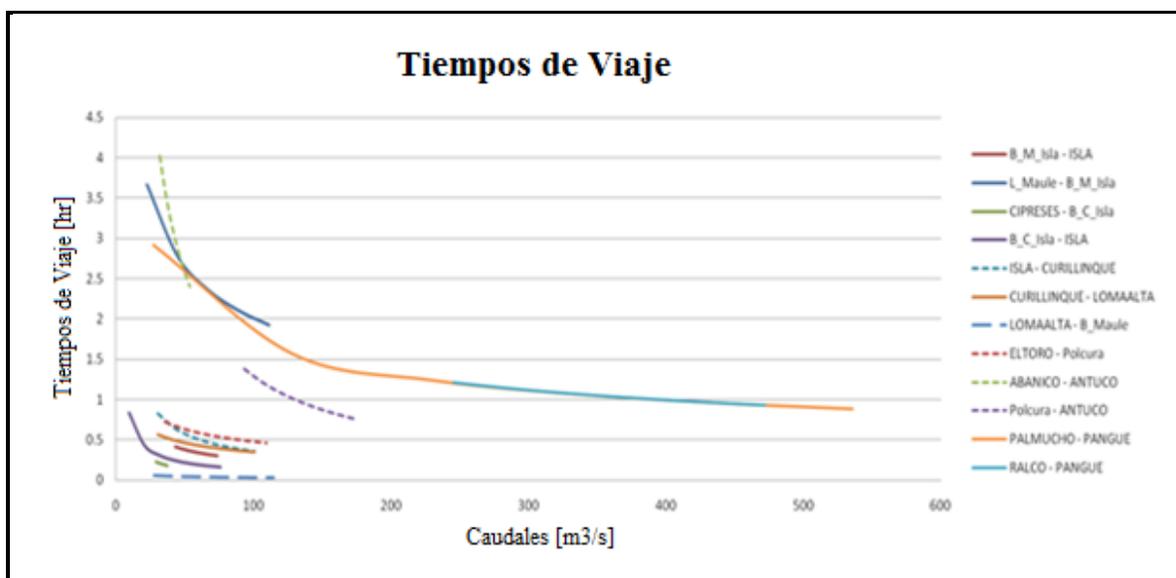


Figura 4.3: Tramos con tiempo de viaje calculable.

Lo importante a observar en la figura anterior, consiste en que el tiempo de viaje es inversamente proporcional al caudal, para cada uno de los tramos considerados. Además, la unidad de los tiempos de viaje es horaria, lo cual se mantiene para las adaptaciones siguientes del modelo.

4.3. Adaptación del Modelo MIPUC

Una vez obtenidos los valores de los tiempos de viaje para los distintos tramos, en cada caso de caudal y semana, se procede a modificar el modelo para poder incorporar estos valores y de esta forma estudiar los efectos de considerar este valor en los resultados.

La implementación de la adaptación de los tiempos de viaje en el modelo MIPUC, radica fundamentalmente en modificar la ecuación de balance hidráulico, para unidades de embalse y en serie pertenecientes al sistema ([3.4] y [3.5]). Las ecuaciones adaptadas, incorporan un tiempo de viaje asociado del tramo que une la unidad j con la unidad r , aguas arriba de j . Este tiempo de viaje denota τ_r y se incorpora en las ecuaciones mostradas a continuación.

Para recordar de mejor forma los términos que contemplan estas ecuaciones de balance hidráulico se presenta la Figura 4.4 para el caso de una unidad de embalse.

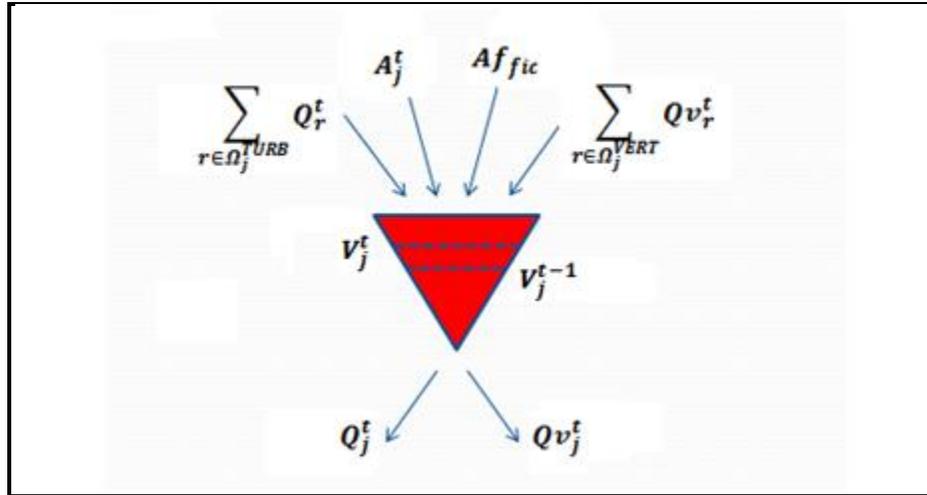


Figura 4.4: Ecuación de Balance de la unidad j , en un tiempo t .

Balance hidráulico para unidades hidráulicas de embalse (Adaptada)

$$\frac{V_j^t - V_j^{t-1}}{\Delta t \cdot 3.6} - A_{f f i c} + Q_j^t + Q v_j^t = A_j^t + \sum_{r \in \Omega_j^{URB}} Q_r^{t-\tau_r} + \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} Q v_r^{t-\tau_r} \quad t \leq \tau_r \quad [4.9]$$

$$\frac{V_j^t - V_j^{t-1}}{\Delta t \cdot 3.6} - A_{f f i c} + Q_j^t + Q v_j^t - \sum_{r \in \Omega_j^{URB}} Q_r^{t-\tau_r} - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} Q v_r^{t-\tau_r} = A_j^t \quad t > \tau_r \quad [4.10]$$

Balance hidráulico para unidades hidráulicas en serie (Adaptada)

$$Q_j^t + Qv_j^t = A_j^t + \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} Q_r^{t-\tau_r} + \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} Qv_r^{t-\tau_r} \quad t \leq \tau_r \quad [4.11]$$

$$Q_j^t + Qv_j^t - \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} Q_r^{t-\tau_r} - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} Qv_r^{t-\tau_r} = A_j^t \quad t > \tau_r \quad [4.12]$$

Como se puede ver, a cada tipo de unidad hidráulica (de embalse o en serie) se le asocian un par de ecuaciones. Entre cada par, existen diferencias en cuanto a la consideración como variable o como constante, de los términos referentes a los caudales turbinados y vertidos por centrales aguas arriba de la central j en la que se hace el balance hidráulico. Al considerar estos términos como constantes se ponen al lado derecho de la ecuación, como ocurre en [4.9] y [4.11], ya que para tiempos menores al tiempo de viaje del agua, se consideran caudales de hidrologías pasadas, los que serían datos de entrada en el modelo adaptado (valores constantes). En cambio, para etapas más avanzadas, de tiempos mayores al tiempo de viaje, el agua de las centrales aguas arriba ya habrá llegado a la central j , por lo que dichos términos pasan a ser una variable de decisión y toma lugar en el lado izquierdo de la ecuación, como se puede ver en [4.10] y [4.12].

Como primera aproximación, la adaptación consideró solamente tiempos de viaje enteros (umbrales), que no superen el horizonte de evaluación, en este caso, de una semana. En otras palabras.

$$\tau_r \in \mathbb{N} \quad \tau_r \in [1, T] \quad [4.13]$$

Esta aproximación, al recibir solamente valores enteros de los tiempos de viaje, no considera de forma exacta los desfases del agua que se intentan adaptar en el modelo de despacho. Se opta en una primera instancia en redondear los valores resultantes de los tiempos de viaje al entero inferior más cercano, lo cual carece de exactitud. Esta falta de precisión ocasiona, en segunda instancia, la idea de tomar una mejor discretización del tiempo en el modelo, en otras palabras, las etapas ya no serían de una hora sino que de 30 minutos de duración, considerando de esta forma 336 etapas a lo largo de la semana. La cantidad de variables experimenta un gran aumento, por lo que el modelo no es capaz de converger. Finalmente, se optó por una sofisticación de la adaptación de los tiempos de

viaje, la que permite básicamente la inclusión de estos, sin importar si son enteros o no. La sofisticación de la adaptación de los tiempos de viaje se explica más detalladamente en el siguiente apartado.

4.4. Sofisticación de la Adaptación de los Tiempos de Viaje

Como bien se dijo anteriormente, la necesidad de incorporar de forma más precisa los tiempos de viaje en un tramo determinado, trae como consecuencia la sofisticación de la adaptación que permite la consideración de estos en el modelo MIPUC. Se denomina la situación en que el modelo solo acepta valores enteros de los tiempos de viaje como Enfoque Discreto, y se denota como Enfoque continuo, al modelo con la sofisticación de la adaptación incorporada.

Al igual que en el enfoque discreto, las ecuaciones que involucren variables de decisión en el sistema a lo largo del horizonte de evaluación, tienen por convención el ubicarse al lado izquierdo de la ecuación, mientras que los datos de entrada (valores ingresados) se ubican al lado derecho de la misma. La incorporación de tiempos de viaje en el modelo, consta básicamente de tomar este tiempo de retraso de las aguas, y, durante este, omitir esta variable de decisión, reemplazándola por una constante (dato de entrada de hidrologías pasadas).

Para mejor comprensión de la sofisticación de la adaptación, se presenta, a modo de ejemplo, parte del sistema hidráulico considerado por el MIPUC. La Figura 4.5 muestra el ejemplo, a continuación.

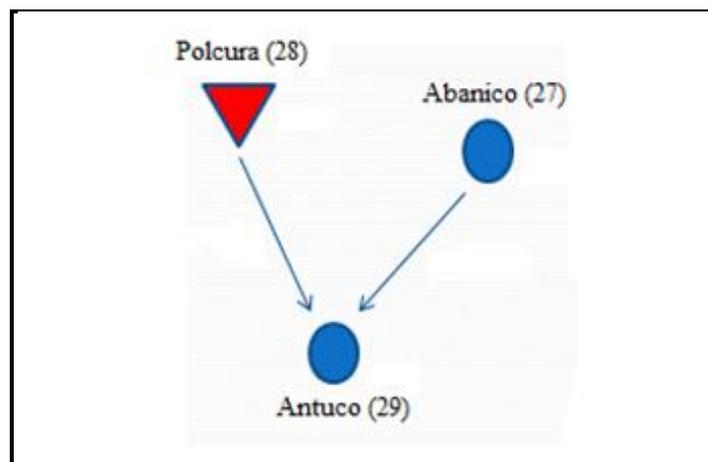


Figura 4.5: Parte del Sistema Hidráulico del MIPUC.

En donde Polcura es una unidad de embalse, mientras que las otras dos son unidades en serie (Ver simbología Figura 3.4). Se consideran sólo caudales turbinados¹⁰ para las unidades 27 y 28, cuyos tiempos de viaje corresponden a 3.72 hrs y 1.5 hrs respectivamente.

Esta parte del sistema es analizada con ambos enfoques (Discreto y Continuo), que corresponden a la primera adaptación y a la sofisticación de la misma, respectivamente. El enfoque discreto, si bien ya fue explicado en el apartado anterior, se vuelve a explicar con una serie de esquemas que permiten entender de mejor manera en que consta la sofisticación implementada, además de comparar de forma más práctica ambos enfoques

4.4.1 Enfoque Discreto

En su primera versión, el modelo permite la solamente la consideración de tiempos de viaje enteros, a lo que se denomina un enfoque discreto. Para esta situación se considera un tiempo de viaje igual al entero inferior más cercano, es decir, se tiene para las unidades 27 y 28, tiempos de viaje redondeados de 3 hrs y 1 hr respectivamente. La Figura 4.6 enseña esta consideración.

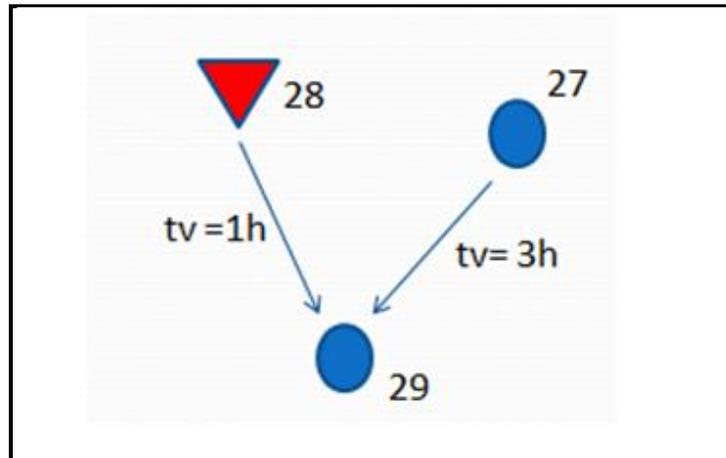


Figura 4.6: Parte del Sistema Hidráulico del MIPUC (Enfoque Discreto).

Lo que se muestra en la Figura 4.6 es que el agua turbinada por la unidad 27 demora 3 hrs en llegar a la unidad 29. Del mismo modo, el agua turbinada por la unidad 28 demora 1 hr en llegar a la misma unidad. El enfoque discreto de la consideración de los tiempos de viaje se puede observar de mejor manera en la Figura 4.7.

¹⁰ No se consideran caudales vertidos en estas unidades.

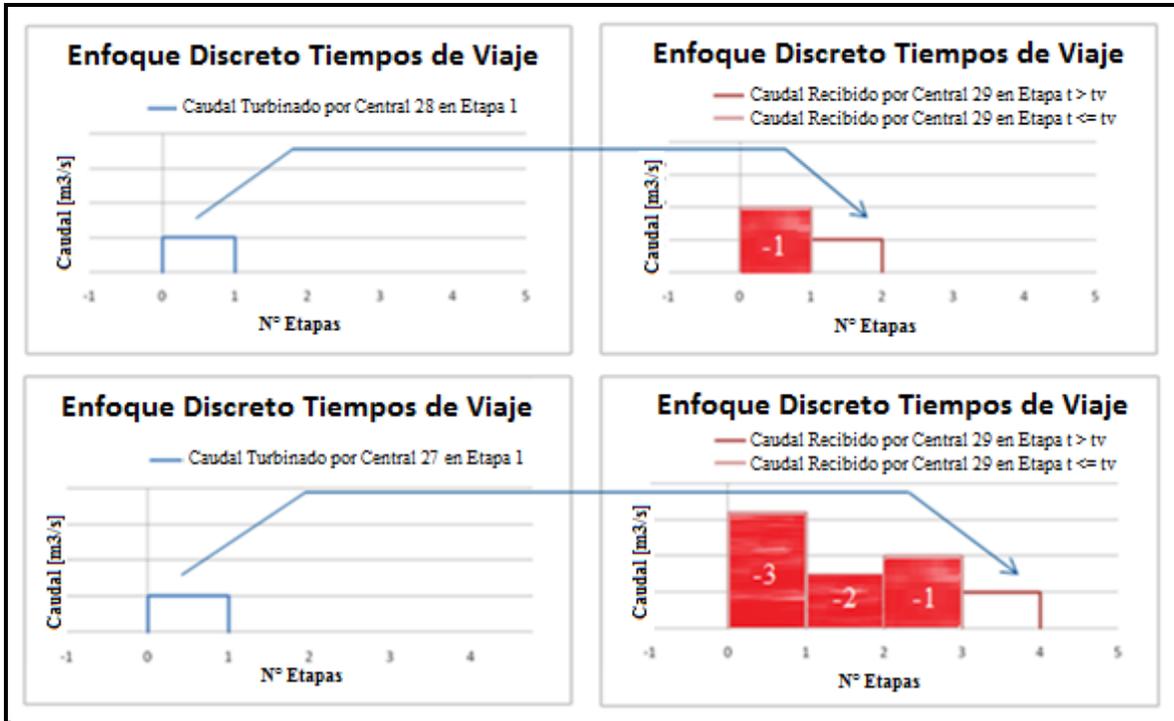


Figura 4.7: Retraso de los pulsos por la consideración de tiempos de viaje (Enfoque Discreto).

La Figura 4.7 se compone de cuatro gráficos; los de color azul representan los pulsos de agua turbinados en la primera etapa por las unidades 28 y 27, y los de color rojo muestran la etapa en que estos pulsos llegan a la central 29 (indicado por las flechas). Es posible ver que el pulso de 28 llega en la segunda etapa (gráficos superiores), mientras que el pulso de 27 llega en la cuarta etapa (gráficos inferiores), lo cual es consecuencia única y directamente del valor del tiempo de viaje. Es claro además (en los gráficos de la derecha, de color rojo), como para etapas anteriores se consideran datos conocidos del caudal de hidrologías pasadas (denotados como pulsos en tiempos negativos). En otras palabras, la unidad 29 al sentir el primer pulso de 28 en la segunda etapa, solo requiere 1 dato de entrada, mientras que el pulso de 27, al sentirlo en la cuarta etapa, necesita de 3 datos de entrada (de hidrologías pasadas). Estos datos de entrada corresponden a caudales horarios (un dato por cada etapa), los cuales pueden ser distintos entre ellos, sin embargo, como bien se explicó en la sección anterior, se toma un mismo caudal promedio de hidrologías pasadas (Q_t)¹¹, para todas las etapas en que sea necesario el ingreso de estos valores.

¹¹ Caudal con el que fue calculado el tiempo de viaje, redondeado inferiormente en este enfoque. (Lo cual también se aplica para Q_{min})

Por lo tanto, el balance realizado en la unidad 29 para la primera etapa, necesita valores conocidos de los caudales turbinados por las unidades 27 y 28, omitiéndose las variables de decisión correspondientes a estos términos al lado izquierdo de la misma. En cambio para la segunda etapa, el caudal turbinado por la unidad 28 pasa a ser una variable de decisión, mientras que el caudal turbinado por la unidad 27 sigue siendo un valor de entrada. Desde la cuarta etapa en adelante, sólo se cuenta con variables de decisión para estos términos. Uno de los datos de salida del MIPUC, contiene el desglose de las ecuaciones de balance consideradas para cada unidad y etapa. La Figura 4.8, muestra el balance realizado para la unidad 29, para las etapas en que el tiempo de viaje se involucra directamente en estas ecuaciones.

111392		+ 3.6 $Q_t(28,168)$ = 286.56
111393	balance_h29_1:	3.6 $Q_v(29,1)$ + 3.6 $Q_t(29,1)$ = 432
111394	balance_h29_2:	3.6 $Q_v(29,2)$ - 3.6 $Q_t(28,1)$ + 3.6 $Q_t(29,2)$
111395		= 123.48
111396	balance_h29_3:	3.6 $Q_v(29,3)$ - 3.6 $Q_t(28,2)$ + 3.6 $Q_t(29,3)$
111397		= 123.48
111398	balance_h29_4:	3.6 $Q_v(29,4)$ - 3.6 $Q_t(27,1)$ - 3.6 $Q_t(28,3)$
111399		+ 3.6 $Q_t(29,4)$ = 0
111400	balance_h29_5:	3.6 $Q_v(29,5)$ - 3.6 $Q_t(27,2)$ - 3.6 $Q_t(28,4)$

Figura 4.8: Ecuaciones de balance de la unidad 29, para las primeras 4 etapas (Enfoque Discreto).

La unidad 29, corresponde a una unidad hidráulica en serie, por lo que no tiene capacidad de almacenamiento, ni es necesaria la consideración de un afluente ficticio (los que solamente son considerados para unidades de embalse). De forma particular, la unidad 29 tampoco recibe un afluente natural, tal como se puede ver en la Figura 4.6 (Ver simbología en Figura 3.4).

Para el análisis de la ecuación de balance de la unidad 29 en cada etapa¹², es importante saber que los volúmenes están en **miles de m^3** . Además, es necesario conocer los valores de los caudales de hidrologías pasadas, que involucran a estas unidades en particular (Unidad 27 y 28). Estos son:

$$Q_t(27, -3) = Q_t(27, -2) = Q_t(27, -1) = 34.3 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_t(28, -1) = 85.7 \text{ m}^3/\text{s} \quad [4.14]$$

¹² Es de gran ayuda ir viendo la Figura 4.7 para el análisis de las ecuaciones de balance por etapa.

En la Figura 4.8, en la primera etapa, solamente se observan los caudales turbinados y vertidos de la unidad 29 al lado izquierdo de la ecuación, mientras que al lado derecho se observa un número que corresponde a:

$$\begin{aligned} 432 \text{ [miles de } m^3] &= 1 \cdot 3.6 \cdot (34.3 + 85.7) \\ &= \Delta t \cdot 3.6 \cdot Q_t(27, -3) + \Delta t \cdot 3.6 \cdot Q_t(28, -1) \end{aligned} \quad [4.15]$$

El coeficiente igual a 3.6 que se observa es tan solo la cantidad de miles de segundos que hay en una hora, es por esto que los volúmenes quedan en unidad de miles de m^3 . Para la segunda etapa el número del lado derecho disminuye porque el caudal turbinado de la unidad 28 pasa a ser variable de decisión, tal como se ve en la Figura 4.8. El número corresponde a.

$$\begin{aligned} 123.48 \text{ [miles de } m^3] &= 1 \cdot 3.6 \cdot (34.3) \\ &= \Delta t \cdot 3.6 \cdot Q_t(27, -2) \end{aligned} \quad [4.16]$$

Se puede ver como la constante del lado derecho solo se conforma del dato de entrada del caudal turbinado de la unidad 27. Para la etapa 3, el valor constante es el mismo (ver Figura 4.8).

$$\begin{aligned} 123.48 \text{ [miles de } m^3] &= 1 \cdot 3.6 \cdot (34.3) \\ &= \Delta t \cdot 3.6 \cdot Q_t(27, -1) \end{aligned} \quad [4.17]$$

Finalmente, en el ejemplo mostrado, el mayor tiempo de viaje es de 3 horas, por lo que se muestra hasta la cuarta etapa en la Figura 4.8 (ecuaciones de balance). Pasadas las 3 horas (Etapa 4), existen solamente variables de decisión, por lo que la constante del lado derecho equivale a cero.

La implementación de este enfoque discreto en el modelo, en cuanto a los tiempos de viaje, es buena pero podría mejorarse, ya que no se incorporan con exactitud los retrasos en cuestión. Tal como ya se ha mencionado, se elaboraron algunas ideas que terminaron en la no convergencia del modelo, por lo que se realiza una sofisticación de la implementación de los tiempos de viaje en el modelo MIPUC, es decir, se hace un cambio en el enfoque del problema, el cual se detalla a continuación.

4.4.2 Enfoque Continuo

Este enfoque corresponde a la sofisticación de la adaptación, y se centraliza en la capacidad que tiene el modelo de recibir como datos de entrada, tiempos de viaje con valor exacto (no necesariamente enteros), lo cual se refleja en la inclusión de fracciones de los volúmenes de agua, a los que se les asocia un cierto desfase temporal. Para realizar este cambio en el modelo, hubo que hacer modificaciones en el código fuente del modelo MIPUC¹³, el cual está escrito en JAVA.

Para una posterior comparación de ambos enfoques, se analiza el mismo sistema, tomándose el mismo ejemplo del enfoque anterior, y se presenta en la Figura 4.9, con los siguientes tiempos de viaje (no redondeados) a considerar en los tramos involucrados.

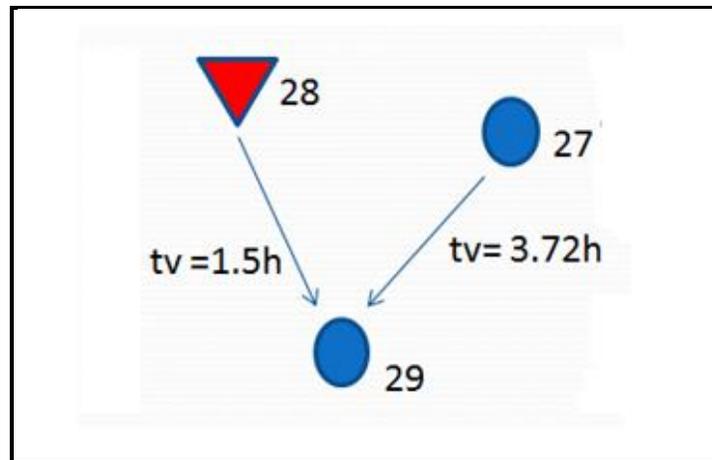


Figura 4.9: Parte del Sistema Hidráulico del MIPUC (Enfoque Continuo).

Al igual que en el enfoque anterior, se muestra a continuación en la Figura 4.10 un esquema del presente enfoque que consta de 4 gráficos (al igual que la Figura 4.7), en donde los pulsos de agua turbinados por las unidades aguas arriba de la unidad en cuestión (unidad 29), sufren un retraso debido al tiempo de viaje respectivo considerado.

¹³ Las variaciones se realizaron en los archivos MIPUC.java y DatosHidraulica.java

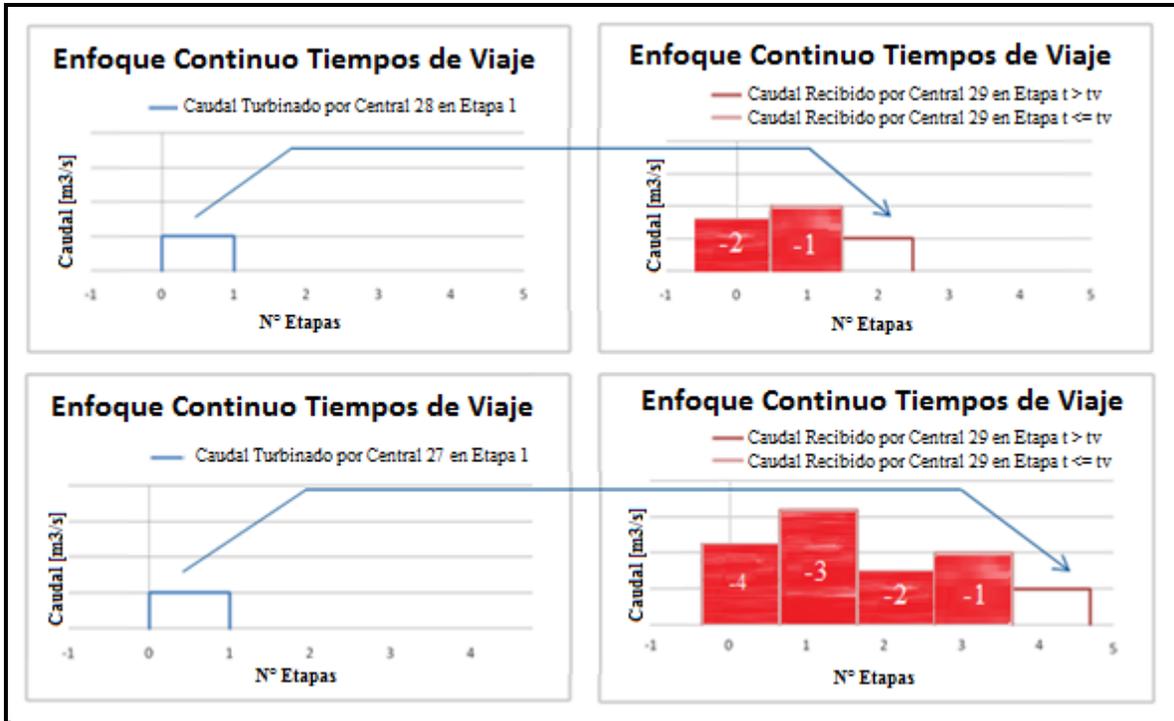


Figura 4.10: Retraso de los pulsos por la consideración de tiempos de viaje (Enfoque Continuo).

Como primera observación, es fácil ver que la cantidad necesaria de datos de entrada (caudales de hidrologías pasadas), corresponde a una cantidad igual al cajón superior del tiempo de viaje respectivo.

El enfoque continuo, que incorpora valores no necesariamente enteros de los tiempos de viaje, plantea la consideración de la suma de determinadas fracciones de los pulsos para una determinada etapa. Se puede ver en la Figura 4.10 (esquina inferior derecha), como para la primera etapa se ven involucrados los bloques (pulsos) correspondientes a los caudales negativos “-4” y “-3”, para la segunda etapa se tienen los caudales negativos “-3” y “-2”, y así sucesivamente. Las fracciones de ambos bloques que corresponden para cada una de las etapas, quedan determinadas únicamente por el valor del tiempo de viaje en cuestión. Por ejemplo, si el tiempo de viaje que corresponde al tramo que une la unidad 27 con la unidad 29 es de 3.72 hrs, estas fracciones corresponderían a 0.72 y 0.28. Por lo tanto, se tiene la suma consta de una parte (0.72) del caudal correspondiente al dato “-4”, con una parte (0.28) del caudal correspondiente al dato “-3”, siendo ambas partes datos de entrada. No obstante, esto no ocurre de la misma forma en la etapa 4, ya que una fracción es dato de entrada y la otra fracción es variable de decisión. Lo mismo ocurre en el otro tramo, con la sutileza de que, al ser el tiempo de viaje igual a 1.5 hrs, ambas fracciones son iguales y corresponden a 0.5. Es importante

destacar, que los valores de las fracciones deben sumar 1, y se mantienen para cada una de las etapas a lo largo de la simulación.

Para una mejor comprensión de este análisis, al igual que el enfoque anterior, se dispone a continuación la Figura 4.11, que contiene las ecuaciones de balance para la unidad 29 en las primeras etapas del horizonte de evaluación.

112182		+ V(28,168) + 3.6 Qt(28,168) = 286.56
112183	balance_h29_1:	3.6 Qv(29,1) + 3.6 Qt(29,1) = 430.684860708
112184	balance_h29_2:	3.6 Qv(29,2) - 1.8 Qt(28,1) + 3.6 Qt(29,2)
112185		= 277.082430354
112186	balance_h29_3:	3.6 Qv(29,3) - 1.8 Qt(28,1) - 1.8 Qt(28,2)
112187		+ 3.6 Qt(29,3) = 123.48
112188	balance_h29_4:	3.6 Qv(29,4) - 1.008 Qt(27,1) - 1.8 Qt(28,2)
112189		- 1.8 Qt(28,3) + 3.6 Qt(29,4) = 88.9056
112190	balance_h29_5:	3.6 Qv(29,5) - 2.592 Qt(27,1) - 1.008 Qt(27,2)
112191		- 1.8 Qt(28,3) - 1.8 Qt(28,4) + 3.6 Qt(29,5)
112192		= 0
112193	balance_h29_6:	3.6 Qv(29,6) - 2.592 Qt(27,2) - 1.008 Qt(27,3)

Figura 4.11: Ecuaciones de balance de la unidad 29, para las primeras 4 etapas (Enfoque Continuo).

La unidad hidráulica en serie (unidad 29) considera como caudales entrantes, a los caudales turbinados por las unidades hidráulicas aguas arriba de esta, las que son las unidad 27 y unidad 28. Al igual que en el enfoque anterior, la Figura 4.10 es de gran ayuda para poder ver con mayor facilidad, cuales son los caudales, y que fracciones de estos corresponden para cada tiempo de viaje. Los valores de los caudales que conforman los datos de hidrologías pasadas, considerados para las etapas menores al tiempo de viaje respectivo para cada uno de los tramos, son.

$$\begin{aligned}
 Q_t(27, -4) &= Q_t(27, -3) = Q_t(27, -2) = Q_t(27, -1) = 34.3 \text{ m}^3/\text{s} \\
 Q_t(28, -1) &= 85.34 \text{ m}^3/\text{s}
 \end{aligned}
 \tag{4.18}$$

En la Figura 4.11, el desglose del número observado al lado derecho en la ecuación de balance, en la primera etapa es.

$$\begin{aligned}
 430.7 [\text{miles de m}^3] &= 1 \cdot 3.6 \cdot (0.72 \cdot 34.3 + 0.28 \cdot 34.3 + 0.5 \cdot 85.34 \\
 &\quad + 0.5 \cdot 85.34) \\
 &= \Delta t \cdot 3.6 \cdot (0.72 \cdot Q_t(27, -4) + 0.28 \cdot Q_t(27, -3) \\
 &\quad + 0.5 \cdot Q_t(28, -2) + 0.5 \cdot Q_t(28, -1))
 \end{aligned}
 \tag{4.19}$$

Para la segunda etapa se tiene que para el tramo que corresponde al tiempo de viaje igual a 1.5 hrs, se observa que una fracción corresponde a una variable de decisión y otra a un dato de entrada de hidrologías pasadas (ver Figura 4.10). Esto se observa también en las ecuaciones de balance en la Figura 4.11, al aparecer una variable de decisión al lado izquierdo y al disminuir el valor del número al lado derecho. El desglose de este número en la presente etapa se ve a continuación.

$$\begin{aligned}
 277.1 \text{ [miles de m}^3\text{]} &= 1 \cdot 3.6 \cdot (0.72 \cdot 34.3 + 0.28 \cdot 34.3 + 0.5 \cdot 85.34) \\
 &= \Delta t \cdot 3.6 \cdot (0.72 \cdot Q_t(27, -3) + 0.28 \cdot Q_t(27, -2) \\
 &\quad + 0.5 \cdot Q_t(28, -1))
 \end{aligned} \tag{4.20}$$

De esta manera va disminuyendo este valor del lado derecho, y a su vez van apareciendo las variables de decisión al lado izquierdo de la ecuación de balance, también multiplicadas por el valor correspondiente a la fracción que determina el valor del tiempo de viaje asociado. Esto se puede ver en la Figura 4.11, donde para la etapa 2, para el tramo correspondiente a 1.5 hrs de retraso, se tiene que una parte es variable de decisión y otra parte es dato de entrada. Esta variable de decisión está multiplicada por el factor, que en este caso es 0.5, y recordando que la constante que acompaña a estas variables es 3.6, se tiene el 1.8 que acompaña a dicha variable. Para las etapas siguientes ocurre el mismo fenómeno, hasta llegar a la etapa 5, en que el valor del lado derecho es igual a cero.

Al entender como es incorporada la sofisticación de la adaptación en el modelo, se presentan las ecuaciones de balance hidráulico y sus respectivas modificaciones, después mostrar a continuación las nuevas variables empleadas en el mejoramiento con un enfoque continuo del modelo MIPUC.

La primordial característica de la sofisticación de la adaptación es que los tiempos de viaje τ_r de la central r puede ser cualquier número, y no necesariamente un entero. Por lo tanto se afirma que.

$$\tau_r \in \mathbb{R}^+ \qquad \tau_r \in [1, T] \tag{4.21}$$

Además se tiene que

- $\bar{\tau}_r$: Entero superior más cercano a τ_r ; Math.Ceil(τ_r)
- $\underline{\tau}_r$: Entero inferior más cercano a τ_r ; Math.Floor(τ_r)
- σ_r : Fracción de los caudales considerada; Math.Ceil(τ_r) - τ_r

Finalmente, presentadas los nuevos términos a utilizar, se tienen las ecuaciones de balance hidráulico correspondientes a la sofisticación de la adaptación, es decir, con un enfoque continuo de los tiempos de viaje.

Balance hidráulico para unidades hidráulicas de embalse.

$$\begin{aligned}
 \frac{V_j^t - V_j^{t-1}}{\Delta t \cdot 3.6} - A f_{fic} + Q_j^t + Q v_j^t \\
 = A_j^t + \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} (1 - \sigma_r) \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} + \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} \sigma_r \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 + \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} (1 - \sigma_r) \cdot Q v_r^{t-\bar{\tau}_r} + \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} \sigma_r \cdot Q v_r^{t-\bar{\tau}_r} \quad t < \bar{\tau}_r \quad [4.22]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{V_j^t - V_j^{t-1}}{\Delta t \cdot 3.6} - A f_{fic} + Q_j^t + Q v_j^t - \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} \sigma_r \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} \sigma_r \cdot Q v_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 = A_j^t + \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} (1 - \sigma_r) \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 + \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} (1 - \sigma_r) \cdot Q v_r^{t-\bar{\tau}_r} \quad t = \bar{\tau}_r \quad [4.23]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \frac{V_j^t - V_j^{t-1}}{\Delta t \cdot 3.6} - A f_{fic} + Q_j^t + Q v_j^t - \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} (1 - \sigma_r) \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 - \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} \sigma_r \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} (1 - \sigma_r) \cdot Q v_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} \sigma_r \cdot Q v_r^{t-\bar{\tau}_r} = A_j^t \quad t > \bar{\tau}_r \quad [4.24]
 \end{aligned}$$

Balance hidráulico para unidades hidráulicas en serie.

$$\begin{aligned}
 Q_j^t + Qv_j^t &= A_j^t + \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} (1 - \sigma_r) \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} + \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} \sigma_r \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 &+ \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} (1 - \sigma_r) \cdot Qv_r^{t-\bar{\tau}_r} + \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} \sigma_r \cdot Qv_r^{t-\bar{\tau}_r}
 \end{aligned} \quad t < \bar{\tau}_r \quad [4.25]$$

$$\begin{aligned}
 Q_j^t + Qv_j^t &- \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} \sigma_r \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} \sigma_r \cdot Qv_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 &= A_j^t + \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} (1 - \sigma_r) \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 &+ \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} (1 - \sigma_r) \cdot Qv_r^{t-\bar{\tau}_r}
 \end{aligned} \quad t = \bar{\tau}_r \quad [4.26]$$

$$\begin{aligned}
 Q_j^t + Qv_j^t &- \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} (1 - \sigma_r) \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} - \sum_{r \in \Omega_j^{TURB}} \sigma_r \cdot Q_r^{t-\bar{\tau}_r} \\
 &- \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} (1 - \sigma_r) \cdot Qv_r^{t-\bar{\tau}_r} - \sum_{r \in \Omega_j^{VERT}} \sigma_r \cdot Qv_r^{t-\bar{\tau}_r} = A_j^t
 \end{aligned} \quad t > \bar{\tau}_r \quad [4.27]$$

De esta manera concluye el análisis del enfoque continuo de los tiempos de viaje. Finalmente, los casos a comparar (versiones del modelo MIPUC) son:

- **Caso Sin Adaptación:** Caso que no incorpora adaptación alguna (Caso Base).
- **Caso Con Adaptación:** Caso que incorpora la adaptación relacionada con valores enteros de los Tiempos de Viaje (Enfoque Discreto).
- **Caso Con Adaptación Sofisticada:** Caso que incorpora la adaptación relacionada con valores exactos de los Tiempos de Viaje (Enfoque Continuo).

Estando programadas las versiones del modelo MIPUC para cada caso, y listas para efectuar las simulaciones, se dispone a comparar los resultados para cada una de estas, para cada una de las semanas o casos disponibles, y para cada valor del tiempo de viaje calculado, proporcionado por cada uno de los caudales considerados.

5. RESULTADOS

En el presente capítulo se presentan los resultados del presente trabajo, que conforman una Análisis de Frecuencia Acumulada donde se analiza y cuantifica la variabilidad de las STC para cada versión del modelo. Luego para ciertos valores umbrales de las MHA consideradas, se hace un análisis que relaciona el caudal considerado (Q_t , Q_{min} , Q_{dis}) con la variabilidad provocada por las adaptaciones.

5.1. Análisis de Frecuencia Acumulada

Los resultados del presente trabajo corresponden a la determinación de la variabilidad de las STC que provoca la adaptación realizada en el modelo de corto plazo MIPUC. Tal como se dijo en el capítulo anterior, se comparan los valores de las MHA de los tres casos (caso base, caso discreto y caso continuo), para el total de las centrales a lo largo de la semana. La cantidad de valores obtenidos, equivale a la multiplicación de las siguientes componentes. Se tienen 4 MHA (R-B, NREVS, PTF, CDV), las que al ser intradiarias, y de carácter horario, se obtiene un valor diario de cada una de ellas; al tener una semana como horizonte de evaluación se tienen 7 valores de cada MHA por semana. El número de semanas a estudiar equivale a 3, y el número de unidades hidráulicas que conforman el sistema es igual a 66, además se cuenta con los tipos de caudales a estudiar, que también son 3. Finalmente, considerando las versiones del modelo, se tienen 3 casos más Por lo tanto se tiene un número de valores igual a 49.896, como se puede ver en [5.1], a continuación.

$$7 \cdot 66 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 3 = 49.896 \quad [5.1]$$

Al tener un número de valores tan grande, la mejor metodología a seguir es hacer un Análisis de Frecuencia Acumulada (Clemen, 1996), agrupando una cantidad de términos, se tiene una cantidad de curvas que englobe todo el total de los casos del orden de 50 mil valores. El propósito de este análisis es poder comparar la probabilidad de no-excedencia, para cada uno de los casos principales del estudio

El total de los valores resultantes en el presente estudio bordea los 50 mil, por lo que se hacen agrupaciones (muestras) conformadas por la totalidad de las centrales a lo largo de la semana, es

decir, de $7 \cdot 66 = 462$ valores de MHA. Cada muestra conforma una Curva de Frecuencia Acumulada. Para abarcar la totalidad de los datos en el estudio se deben hacer un total de **108** curvas de frecuencia acumulada, apareciendo en un mismo gráfico las 3 versiones del modelo (resultando 36 gráficos en total). Para cada uno de estas muestras, se ordenaron los valores de mayor a menor en un vector \mathbf{v} de $n = 462$ valores. A cada uno de estos valores se le asigna una probabilidad de no-excedencia, la que se muestra en [5.2], a continuación.

$$\mathbb{P}(C \leq \mathbf{v}(i)) = \frac{i}{n + 1} \quad [5.2]$$

La forma de asociar estos resultados con la variabilidad de las STC de la versión adaptada del modelo, es considerando relevante un aumento de la cantidad de valores que sobrepasan un determinado valor umbral de las distintas MHA. Al analizar las curvas de frecuencia (probabilidad de no-excedencia), se tiene que si una de estas curvas está por debajo de alguna otra, su probabilidad de no-excedencia es menor (existen más valores en la muestra por sobre este valor), es decir, la variabilidad de la STC aumenta. Esto se puede ver en la siguiente Curva de Frecuencia Acumulada, en la Figura 5.1¹⁴.

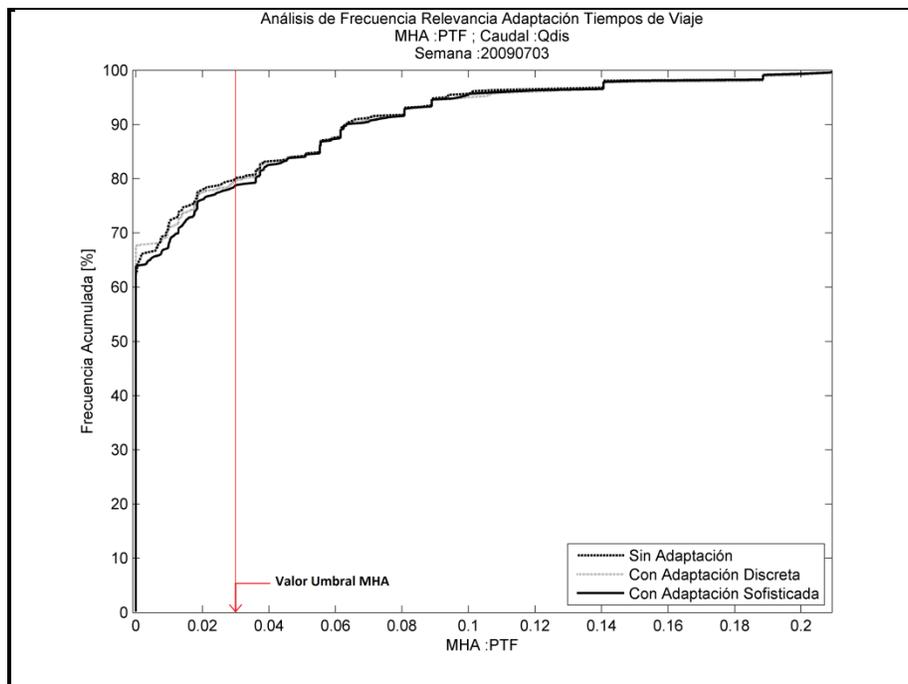


Figura 5.1: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: PTF.

¹⁴ Se toma como ejemplo un caso en particular que muestra gráficamente lo que ocurre para el total de los casos. Estos se pueden ver en el Anexo B.

La Figura 5.1 muestra que existe una diferencia entre las tres curvas, bastante notoria para los valores más pequeños de la MHA; para valores mayores, la diferencia no es tan clara. Se puede observar que las curvas correspondientes a las versiones del modelo, no son envolventes totales que permitan concluir de forma general sobre el cambio de las STC asociado a las adaptaciones. En la Figura 5.2 se presenta un acercamiento de las curvas en torno al valor umbral para esta MHA (PTF=0.03).

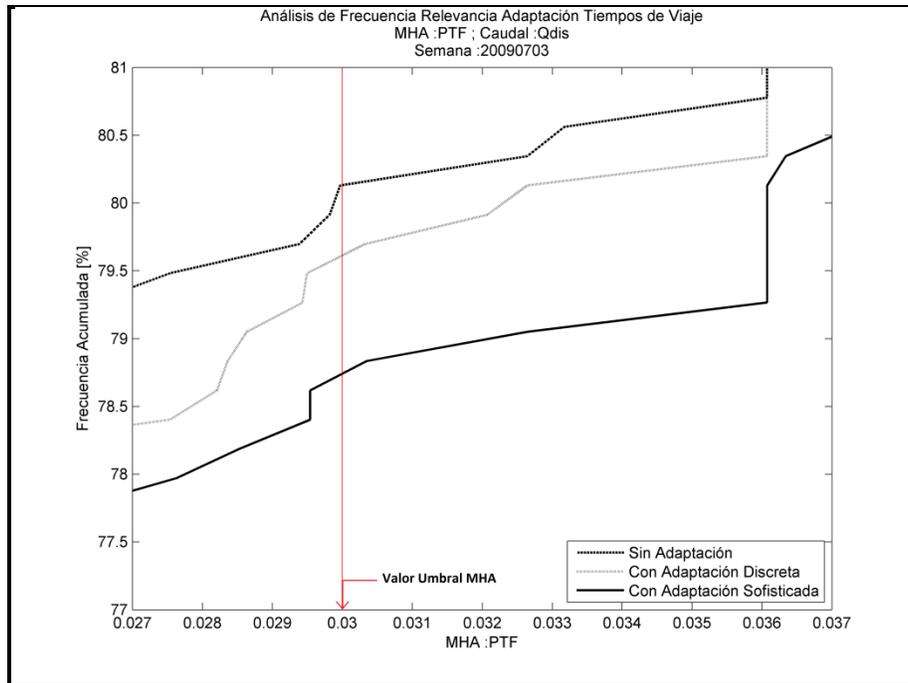


Figura 5.2: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: PTF (Zoom).

Se observa que para este valor de la MHA existe un orden en las curvas de frecuencia acumulada. La de mayor probabilidad de no-excedencia, es la versión del modelo sin la inclusión de los tiempos de viaje, seguida por la de adaptación discreta (caso discreto) y luego por la de adaptación sofisticada (caso continuo). Esto indica que, para valores en torno al umbral, se observa una mayor alteración en las STC para la versión del modelo que considera los tiempos de viaje. Más aún, la representación más precisa de los tiempos de viaje genera las mayores alteraciones. Este mismo análisis se realiza para el total de los casos dispuestos en el Anexo B, donde cada MHA tiene su valor umbral (ver Tabla 2.2).

Para este caso particular (Figura 5.2), al asignar niveles de variabilidad de STC a las curvas, se denota con el *Nivel Alto* a la versión del modelo que corresponde al caso continuo. De la misma manera, la versión del caso discreto tiene un *Nivel Medio* de variabilidad, y el caso base un *Nivel Bajo*, siendo la versión menos de menor variabilidad de las STC. A continuación, en la Tabla 5.1 se

indica el porcentaje de veces que una determinada versión del modelo tiene un determinado nivel de variabilidad para cada una de las MHA, y para el total de los 36 gráficos. (Anexo B).

Tabla 5.1: Porcentajes nivel de variabilidad de las STC por versión, para cada MHA.

MHA	Nivel de Variabilidad de las STC	Caso Base [%]	Caso Discreto [%]	Caso Continuo [%]
R-B	Alto	0.0	77.8	44.4
	Medio	33.3	22.2	55.6
	Bajo	66.7	0.0	0.0
NREVS	Alto	22.2	66.7	55.6
	Medio	55.6	11.1	44.4
	Bajo	22.2	22.2	0.0
PTF	Alto	33.3	22.2	55.6
	Medio	22.2	77.8	22.2
	Bajo	44.4	0.0	22.2
CDV	Alto	33.3	33.3	55.6
	Medio	33.3	66.7	22.2
	Bajo	33.3	0.0	22.2
TOTAL	Alto	22.2	50.0	52.8
	Medio	36.1	44.4	36.1
	Bajo	41.7	5.6	11.1

Para cada MHA, la suma de los porcentajes para cada una de las versiones debe ser del 100% (dirección vertical), no así la suma de los porcentajes para cada uno de los niveles (dirección horizontal). Esto se debe a que en algunos casos las curvas coinciden, por lo que estas tienen el mismo nivel de variabilidad. Lo mismo ocurre para el total de los casos.

En la Tabla 5.1, que contiene resultados particulares (para el valor umbral de cada MHA), se observa para cada una de las MHA, el porcentaje de los casos que tiene un determinado nivel de variabilidad. Por ejemplo, para el caso continuo, siempre se tienen los porcentajes más bajos para el *Nivel Bajo*, es decir, el caso continuo muy pocas veces tuvo un *Nivel Bajo* de variabilidad. Los mayores porcentajes en el *Nivel Alto*, se lo reparten ambas versiones adaptadas dependiendo de la MHA. Al considerar el total de los casos, se tiene que el mayor porcentaje del caso continuo corresponde al *Nivel Alto*. Del mismo modo, el mayor porcentaje para el caso discreto corresponde al *Nivel Medio*, y para el caso base corresponde al *Nivel Bajo* (valores de color rojo en la Tabla 5.1). Esto indica una tendencia en cuanto a variabilidades de las STC para las distintas versiones del modelo, para estos valores de las MHA en particular. Esto se puede apreciar en las figuras 5.3-5.7.

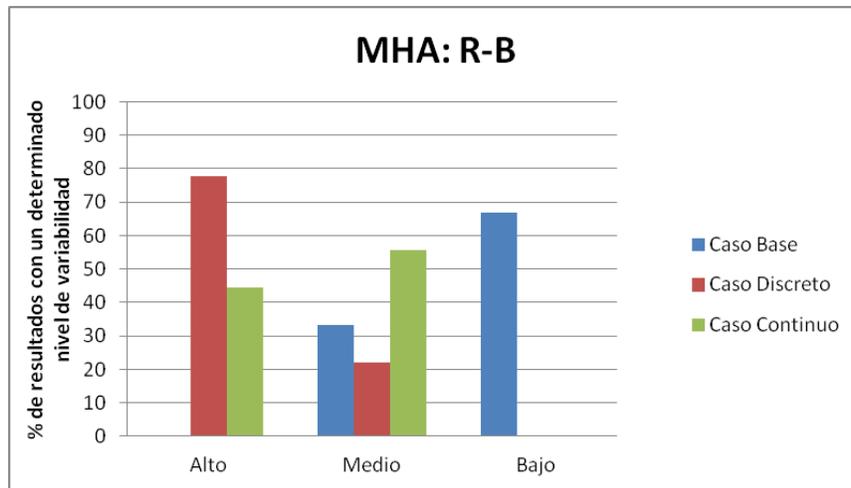


Figura 5.3: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (MHA: R-B).

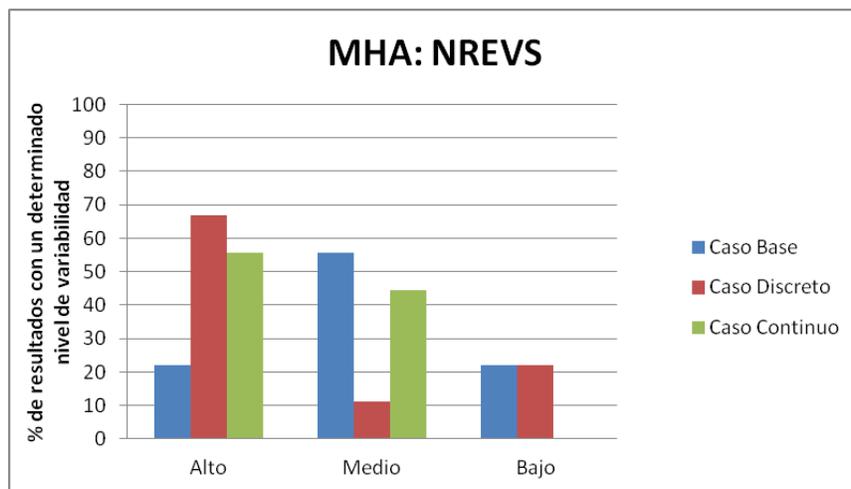


Figura 5.4: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (MHA: NREVS).

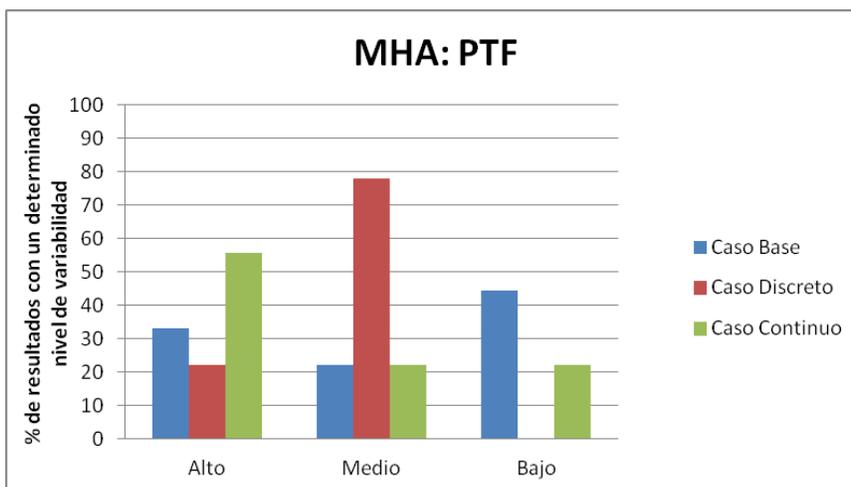


Figura 5.5: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (MHA: PTF).

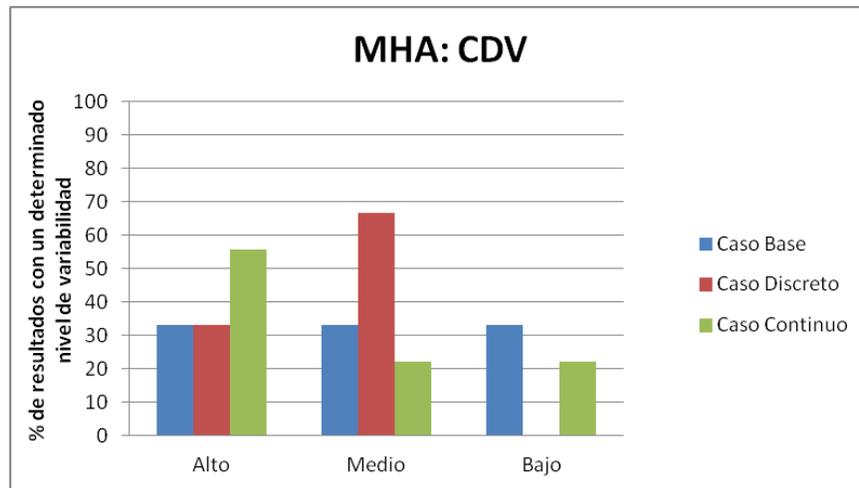


Figura 5.6: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (MHA: CDV).

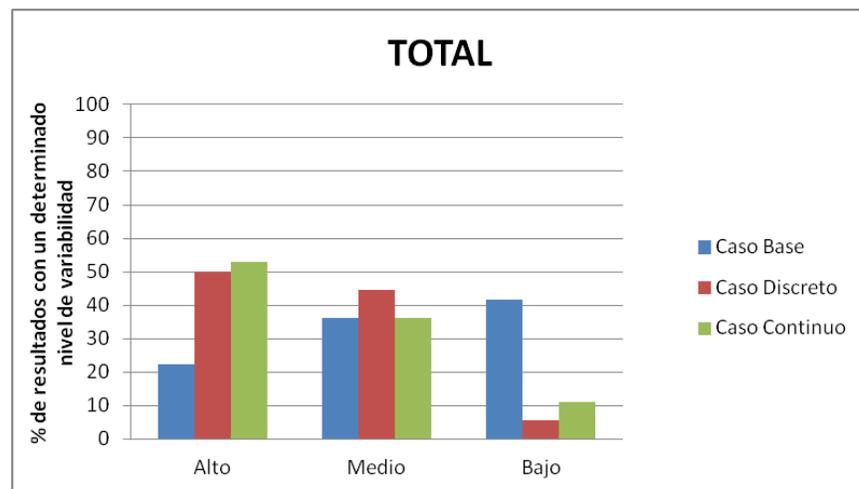


Figura 5.7: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (Total casos).

Por otra parte, en la Figura 5.1, es notoria la cantidad de valores nulos que hay en la agrupación o muestra con la que fueron hechas las curvas; cerca del 70% de los valores son iguales o muy cercanos a cero. Esto ocurre para la totalidad de los 36 gráficos, por lo que se hace necesario observar las tablas que contienen la información de los valores de las MHA, con la finalidad de ver la distribución de estos valores nulos. La Tabla 5.2, a continuación, contiene la información del gráfico mostrada en la Figura 5.1, para una de las versiones del modelo (caso continuo).

Tabla 5.2: Muestra para caso determinado (Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: PTF).

PTF	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7
L_Maule	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B_M_Isla	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CIPRESES	0.02	0.02	0.04	0.04	0.00	0.04	0.05
Filt_Inv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OJOSDEAGUA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B_C_Isla	0.01	0.01	0.02	0.02	0.00	0.02	0.03
ISLA	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01	0.02
CURILLINQUE	0.01	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01
LOMAALTA	0.02	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01
B_Maule	0.04	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01
C_Melado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PEHUENCHE	0.07	0.07	0.11	0.07	0.07	0.07	0.08
V_Melado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CMNTronco_1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COLBUN	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
Filt_Colb	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CMNTronco_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CHIBURGO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
S_Maitenes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MACHICURA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C_Dev_Mach	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sur123_SCDZ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SANIGNACIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ribera_Sur	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ELTORO	0.10	0.15	0.11	0.10	0.12	0.10	0.10
Filt_Laja	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ABANICO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Polcura	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08
ANTUCO	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
ArribaRucue	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CANRUCUE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CLAJRUCUE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RUCUE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
QUILLECO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AbajoRucue	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RAPEL	0.02	0.03	0.06	0.04	0.03	0.03	0.03
CANUTILLAR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RALCO	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.04
PALMUCHO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PANGUE	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02
LOSMOLLES	0.19	0.21	0.21	0.19	0.19	0.19	0.19
VOLCAN	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
QUELTEHUES	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04

Tabla 5.2: Muestra para caso determinado (Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: PTF). (Cont).

PTF	Día 1	Día 2	Día 3	Día 4	Día 5	Día 6	Día 7
FLORIDA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAUCEANDES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PEHUI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LOSMORROS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MAITENES	0.01	0.04	0.03	0.01	0.01	0.01	0.01
PUNTILLA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACONCAGUA	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
LOSQUILOS	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
CHACABUQUITO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ALFALFAL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EYZAGUIRRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SAUZAL_1	0.08	0.08	0.08	0.06	0.06	0.06	0.06
SAUZAL_2	0.05	0.05	0.05	0.08	0.08	0.08	0.08
PEUCHEN	0.04	0.06	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04
MAMPIL	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
PULLINQUE	0.06	0.10	0.20	0.06	0.06	0.06	0.06
CAPULLO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PILMAIQUEN	0.02	0.05	0.05	0.02	0.02	0.02	0.02
HORNITOS	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
PUCLARO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EL_MANZANO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COYA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LIRCAJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Se pueden ver con rojo, los valores de la MHA del caso de ejemplo (en particular para el caudal de diseño), y como estos se distribuyen por central, es decir, son solo algunas las centrales que tienen fluctuaciones y realizan “peaking”. Es importante dejar en claro que esta es una de las **108** tablas que abarca el estudio, por lo que es imposible mostrarlas todas, sin embargo es un ejemplo representativo para la mayoría, sino la totalidad de los casos con respecto a la idea recién planteada; la distribución por central de los valores nulos de las MHA en la presente agrupación por semanas.

La distribución de los valores nulos, trae como consecuencia realizar el mismo análisis de frecuencia pero para una agrupación (muestra) distinta. Esta vez, se conforman los subgrupos por centrales, es decir, se tienen muestras de $7 \cdot 3 = 21$ elementos, donde se consideran los valores de los 7 días para las 3 semanas con las que se cuenta con información. Para abarcar la totalidad de los casos se deben hacer $66 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 3 = 2376$ curvas de frecuencia acumulada, en otras palabras, un total de **792** gráficos. Como se dijo anteriormente, la idea es seleccionar las centrales que presenten

fluctuaciones importantes o “peaking” en sus caudales turbinados (Ver Tabla 5.2). Estas centrales se disponen a continuación

Tabla 5.3: Unidades hidráulicas que arrojan fluctuaciones considerables en su STC.

INDICE	CENTRALES	INDICE	CENTRALES
3	CIPRESES	15	COLBUN
6	B_C_Isla	25	ELTORO
7	ISLA	28	Polcura
8	CURILLINQUE	29	ANTUCO
9	LOMAALTA	36	RAPEL
10	B_Maule	38	RALCO
12	PEHUENCHE	40	PANGUE

Debido a la gran cantidad valores que se tienen por el tipo de agrupación, se seleccionan **3** de las centrales de embalse de principal interés e importancia. Estas son:

- El Toro.
- Ralco.
- Pangué.

Esto reduce el número de curvas y gráficos, siendo igual a **108** y **36** respectivamente, igual que el caso anterior de agrupación por semanas (con muestras de $7 \cdot 66 = 462$). En resumen, ambas agrupaciones consideradas son:

- **Agrupación por semanas:** Se consideran todas las centrales para cada semana.
- **Agrupación por centrales:** Se consideran todas las semanas para cada central (El Toro, Ralco y Pangué).

Las curvas de frecuencia acumulada de la agrupación por centrales, tiene como resultado, curvas del siguiente tipo, presentadas en las figuras 5.8 y 5.9, a continuación.

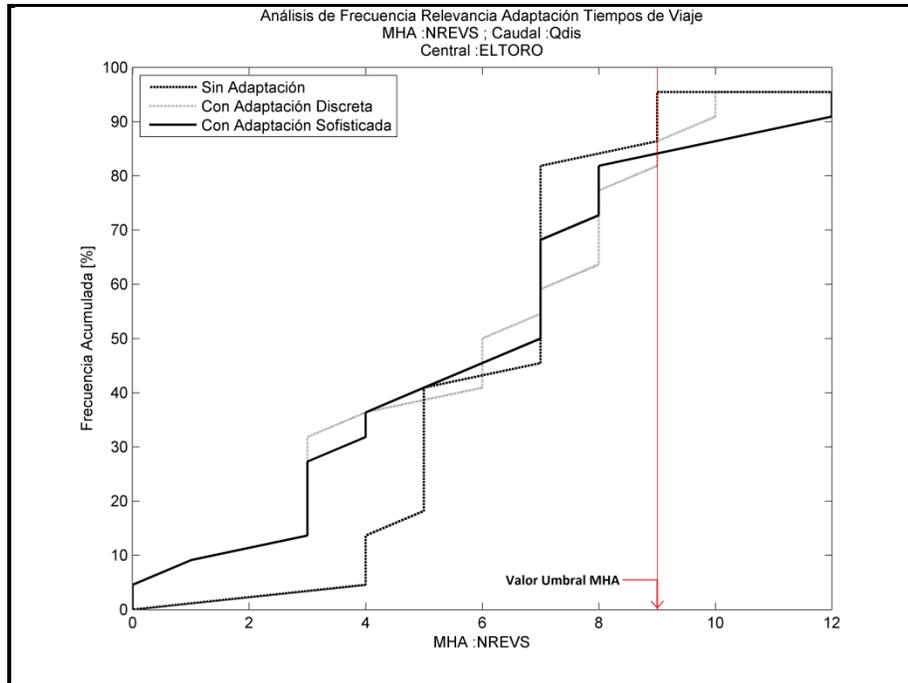


Figura 5.8: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: EL TORO. MHA: NREVS.

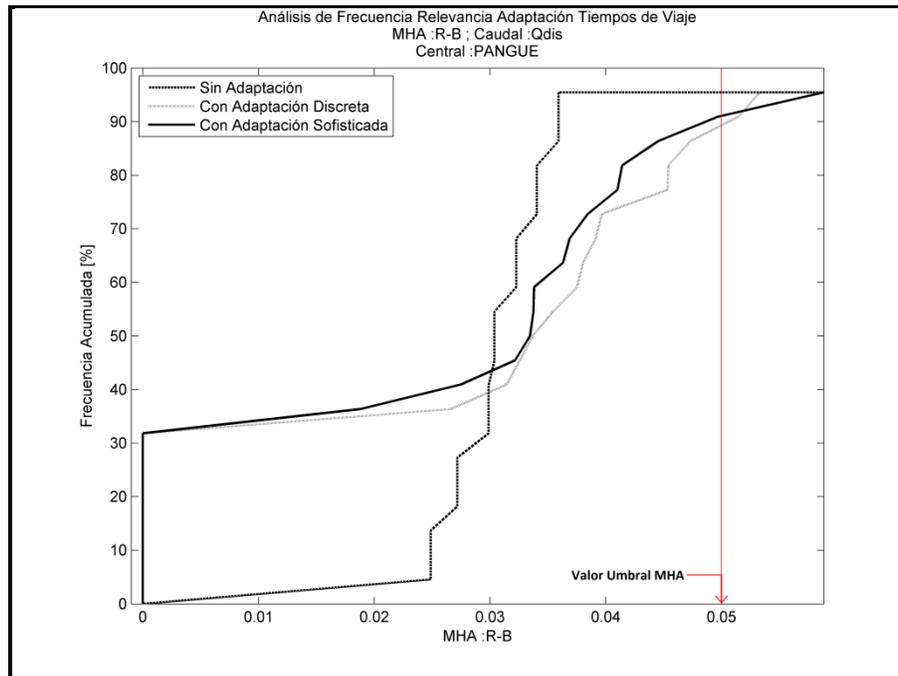


Figura 5.9: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: PANGUE. MHA: R-B.

Se puede ver en las figuras 5.8 y 5.9 que no se tiene la gran cantidad de valores nulos como en la agrupación anterior (por semanas). Esto se debe a que la elección de las centrales a analizar, corresponden a las unidades que turbinan con una mayor fluctuación, las que entregan valores de las

MHA más altos, o por lo menos, distintos de cero. Es posible distinguir una discretización menos fina de la curva por la reducción de elementos de la muestra.

Con respecto al tema principal del estudio, se pueden observar en ambas figuras que la variabilidad de las STC de las versiones, al igual que la agrupación por semanas, tampoco se define de forma clara en toda la curva, no existe una curva totalmente envolvente para alguna de las versiones del modelo. Al enfocarse en los valores propuestos por Zimmerman para cada MHA (ver Tabla 2.2), se observa que versión del modelo presenta más variabilidad en las STC. En las figuras 5.8 y 5.9, se tiene que el caso base, sin adaptación alguna, es el que tiene una menor variabilidad. Además, se observa una mayor variabilidad para caso discreto de la adaptación del modelo.

A continuación, al igual que en la agrupación anterior (Tabla 5.1), se presenta la Tabla 5.4 que contiene los resultados de los gráficos correspondientes a la presente agrupación (Anexo C). Se puntualiza en los valores umbrales de cada MHA antes mencionados, analizando la variabilidad de las STC de las versiones del modelo de forma particular. Tal como en la agrupación anterior, se denota con un *Nivel Alto, Medio y Bajo* con respecto a la variabilidad de las STC. En la Tabla 5.4, a continuación, se indica el porcentaje de veces que una determinada versión del modelo tiene un determinado nivel de variabilidad para cada una de las MHA, y para el total de éstas.

Tabla 5.4: Porcentajes nivel de variabilidad por versión para cada MHA. (Agrupación por centrales).

MHA	Nivel de Variabilidad de las STC	Caso Base [%]	Caso Discreto [%]	Caso Continuo [%]
R-B	Alto	33.3	55.6	22.2
	Medio	11.1	33.3	77.8
	Bajo	66.7	11.1	0.0
NREVS	Alto	11.1	88.9	33.3
	Medio	44.4	11.1	55.6
	Bajo	44.4	0.0	11.1
PTF	Alto	55.6	55.6	44.4
	Medio	33.3	22.2	55.6
	Bajo	11.1	22.2	0.0
CDV	Alto	33.3	33.3	33.3
	Medio	0.0	44.4	66.7
	Bajo	66.7	22.2	0.0
TOTAL	Alto	33.3	58.3	33.3
	Medio	22.2	27.8	63.9
	Bajo	47.2	13.9	2.8

Se puede ver que la versión correspondiente al caso base, alcanza sus mayores porcentajes en el *Nivel Bajo* de variabilidad, es decir, las de mayor variabilidad son las versiones adaptadas del modelo. A diferencia de la agrupación anterior, es posible ver como el caso discreto es el que tiene los mayores porcentajes para un *Nivel Alto* de variabilidad, seguido por el caso continuo con un *Nivel Medio*, y luego por el caso base con un *Nivel Bajo* (valores de color rojo en la Tabla 5.4). Esto se puede observar de mejor forma en las figuras 5.10 -5.14.

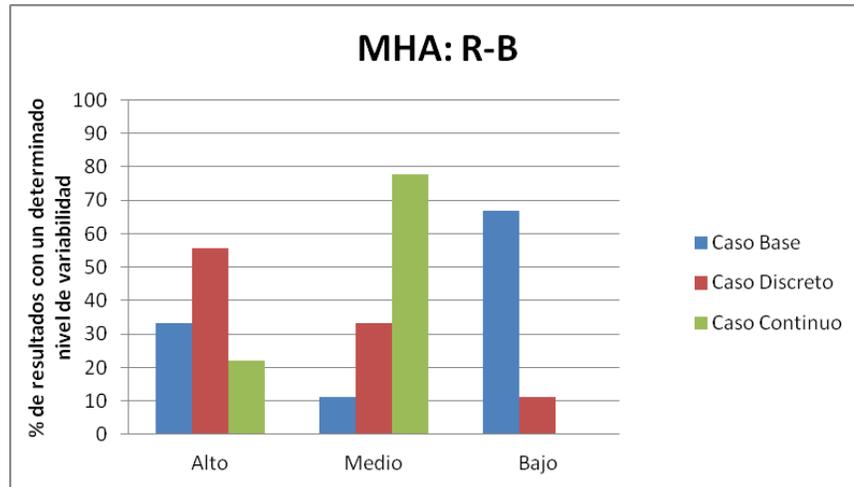


Figura 5.10: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (MHA: R-B).

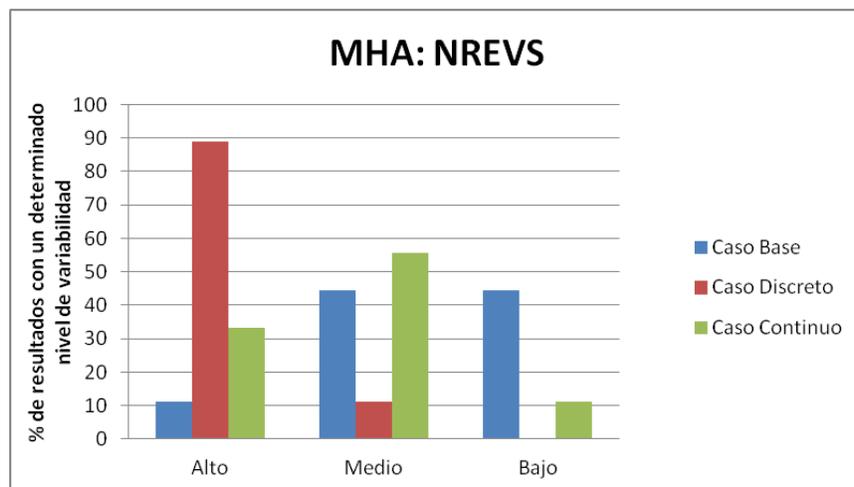


Figura 5.11: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (MHA: NREVS).

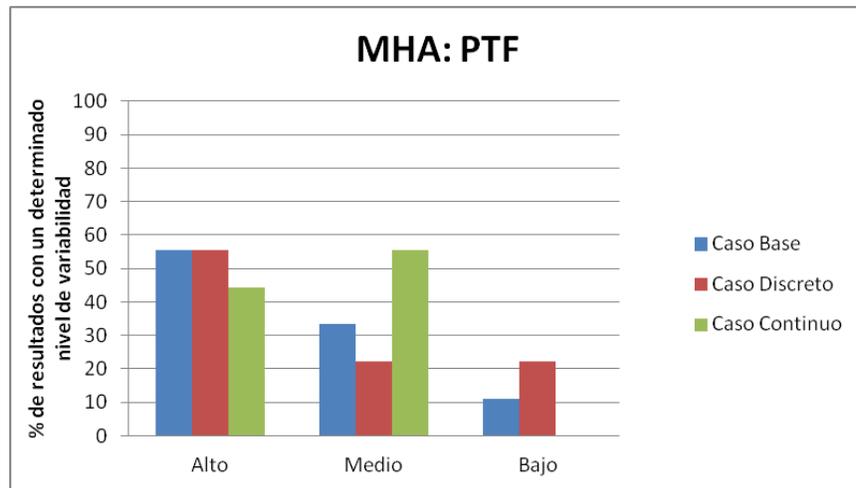


Figura 5.12: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (MHA: PTF).

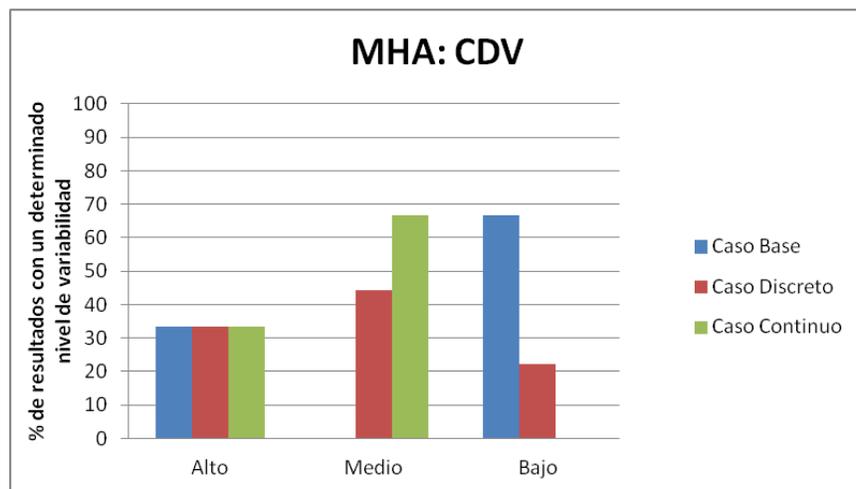


Figura 5.13: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (MHA: CDV).

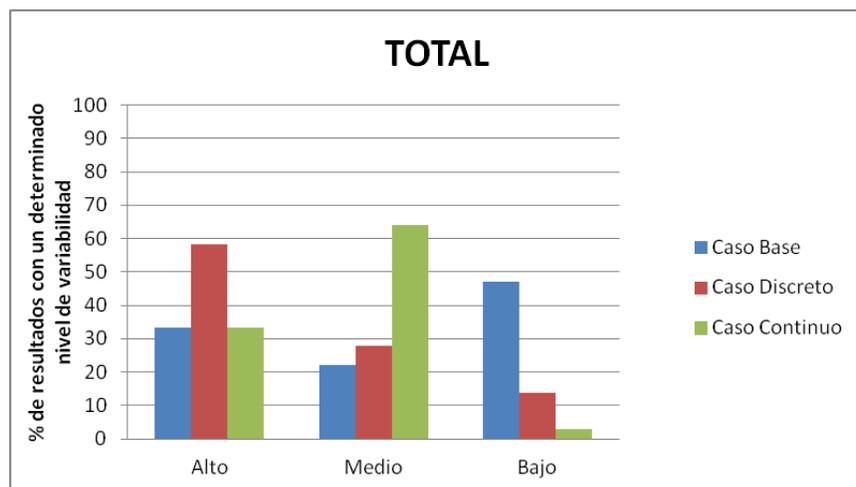


Figura 5.14: Porcentaje de resultados con un determinado nivel de variabilidad. (Total casos).

Comparando ambas agrupaciones, se pueden desprender las mismas observaciones; la variabilidad de las STC de las versiones del modelo depende de la MHA en particular y de sus valores umbrales. Si se considera el total de los gráficos, se tiene una menor variabilidad en el caso base para ambas agrupaciones, pero una mayor variabilidad del caso continuo para la agrupación por semanas, y una mayor variabilidad del caso discreto en la agrupación por centrales.

Los resultados obtenidos, no permiten afirmar que versión del modelo presenta una mayor variabilidad en las STC de forma general. Incluso al tomar un caso particular de valores umbrales de MHA, se obtienen resultados bastante variados para cada uno de los casos analizados. Sin embargo, se observan notorias diferencias en las curvas correspondientes a cada una de las versiones del modelo, para la totalidad de los casos.

A continuación, se presenta un análisis que considera principalmente la magnitud de los caudales considerados, y la variabilidad de las STC provocada por la adaptación de los tiempos de viaje para los valores umbrales de las MHA.

5.2. Caudal y Variabilidad de las STC en Versión Adaptada del Modelo

La variabilidad de las STC provocada por la adaptación hecha en el modelo MIPUC, se cuantificó con las MHA, para luego realizar un análisis de frecuencia (probabilidad de no excedencia) con estos valores. Tal como se dijo en la sección anterior, una menor probabilidad de no excedencia indica una mayor variabilidad de las STC. El propósito de esta comparación por caudal, es determinar si efectivamente la magnitud del tiempo de viaje afecta en la variabilidad de la adaptación. Recordando que el caudal es inversamente proporcional a los tiempos de viaje, se mide la variabilidad de las STC utilizando la probabilidad de excedencia, la que se define como:

$$\mathbb{P}_{Exc} = 1 - \mathbb{P}_{No\ exc} \quad [5.3]$$

De esta manera, la probabilidad de excedencia es directamente proporcional con la variabilidad de las STC. El presente análisis se enfoca en los valores umbrales de cada MHA propuestos en los antecedentes del trabajo (Ver Tabla 2.2). A los resultados del análisis de frecuencia, para estos valores umbrales se le aplica [5.3], para cada una de las versiones del modelo. Los valores de probabilidad de excedencia para cada versión adaptada del modelo, semana, caudal y MHA, se disponen en las Tablas 5.5 - 5.8, a continuación.

Tabla 5.5: Probabilidad de excedencia. Caso discreto. Agrupación por semanas.

		Caso Discreto			
		R-B [%]	NREVS [%]	PTF [%]	CDV [%]
20090703	Q_{min}	22.86	11.66	21.75	25.1
	Q_t	22.12	6.47	21.02	25.23
	Q_{dis}	21.14	1.51	20.39	24.97
20091025	Q_{min}	22.83	2.37	19.23	23.12
	Q_t	22.00	3.68	19.11	22.74
	Q_{dis}	22.27	3.24	19.73	23.36
20091104	Q_{min}	27.11	0.43	26.63	26.35
	Q_t	26.95	1.94	26.65	26.13
	Q_{dis}	27.10	1.94	26.40	26.35

Tabla 5.6: Probabilidad de excedencia. Caso continuo. Agrupación por semanas.

		Caso Continuo			
		R-B [%]	NREVS [%]	PTF [%]	CDV [%]
20090703	Q_{min}	22.04	4.11	21.90	25.56
	Q_t	21.00	1.94	19.86	24.26
	Q_{dis}	21.07	1.72	21.25	25.55
20091025	Q_{min}	22.00	2.37	19.05	22.73
	Q_t	22.00	3.68	19.11	22.74
	Q_{dis}	21.57	2.37	18.88	22.30
20091104	Q_{min}	27.82	2.59	27.47	27.21
	Q_t	26.95	1.94	26.65	26.13
	Q_{dis}	27.40	2.16	26.46	26.35

Tabla 5.7: Probabilidad de excedencia. Caso discreto. Agrupación por centrales.

		Caso Discreto			
		R-B [%]	NREVS [%]	PTF [%]	CDV [%]
ELTORO	Q_{min}	91.71	18.18	90.25	92.27
	Q_t	90.85	27.27	90.41	92.40
	Q_{dis}	92.22	18.18	89.98	92.34
RALCO	Q_{min}	13.77	6.06	13.96	29.85
	Q_t	15.70	9.09	14.58	29.71
	Q_{dis}	11.73	6.82	14.41	28.12
PANGUE	Q_{min}	14.60	50.00	4.55	24.06
	Q_t	8.18	50.00	4.55	20.62
	Q_{dis}	10.63	40.91	7.10	24.50

Tabla 5.8: Probabilidad de excedencia. Caso continuo. Agrupación por centrales.

		Caso Continuo			
		R-B [%]	NREVS [%]	PTF [%]	CDV [%]
ELTORO	Q_{min}	96.22	31.81	94.51	96.79
	Q_t	90.85	18.18	90.41	92.40
	Q_{dis}	92.12	15.91	90.45	92.39
RALCO	Q_{min}	15.62	6.06	13.92	30.20
	Q_t	11.30	4.55	10.04	24.32
	Q_{dis}	10.92	6.82	14.50	26.01
PANGUE	Q_{min}	11.14	45.45	8.70	25.28
	Q_t	8.18	36.37	4.55	20.91
	Q_{dis}	8.94	36.36	7.32	23.26

Con estos valores, se pueden confeccionar los siguientes gráficos, como los presentados en las figuras 5.15 y 5.16.

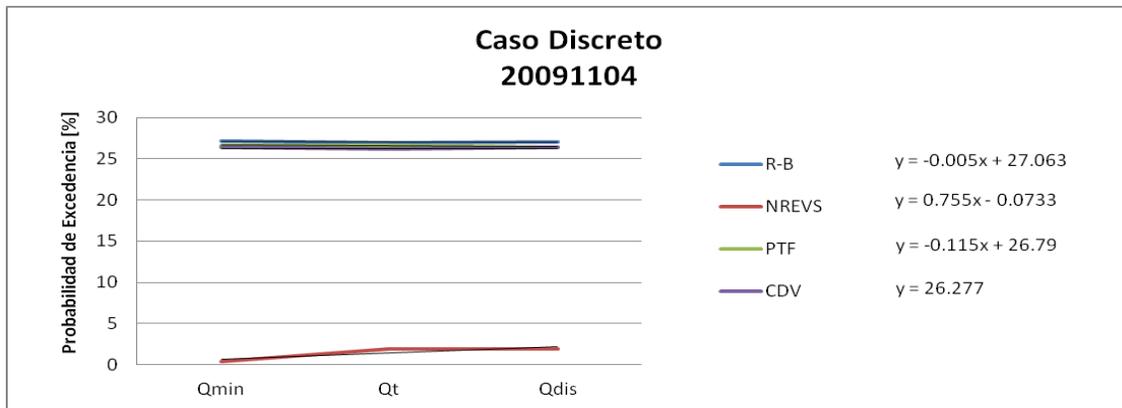


Figura 5.15: Comparación de variabilidad para distintos caudales (Caso Discreto).

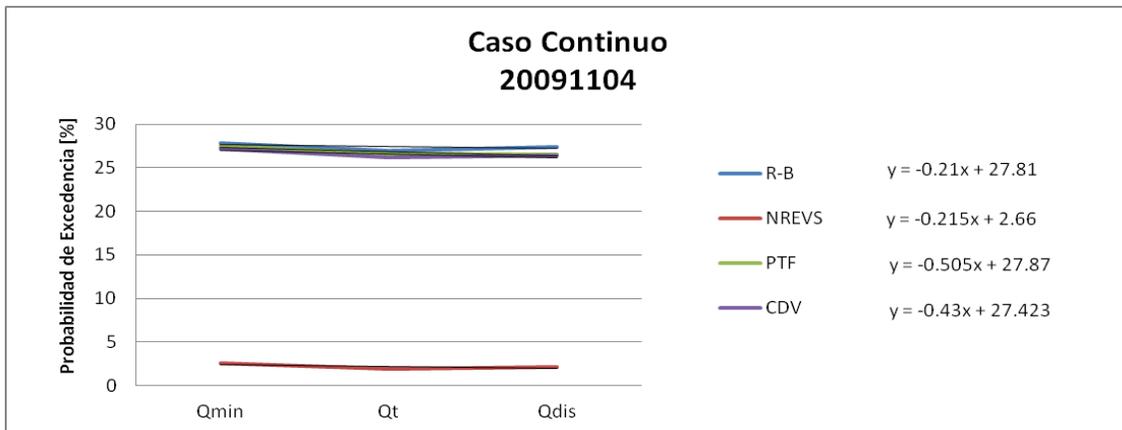


Figura 5.16: Comparación de variabilidad para distintos caudales (Caso Continuo).

El resto de los gráficos de este tipo, se presentan en el Anexo E del presente trabajo. Para un mayor respaldo de los gráficos, se presentan a continuación, algunas de las curvas del análisis de frecuencia acumulada que entregan algunos de los valores de estas figuras anteriores. Se escoge el siguiente ejemplo.

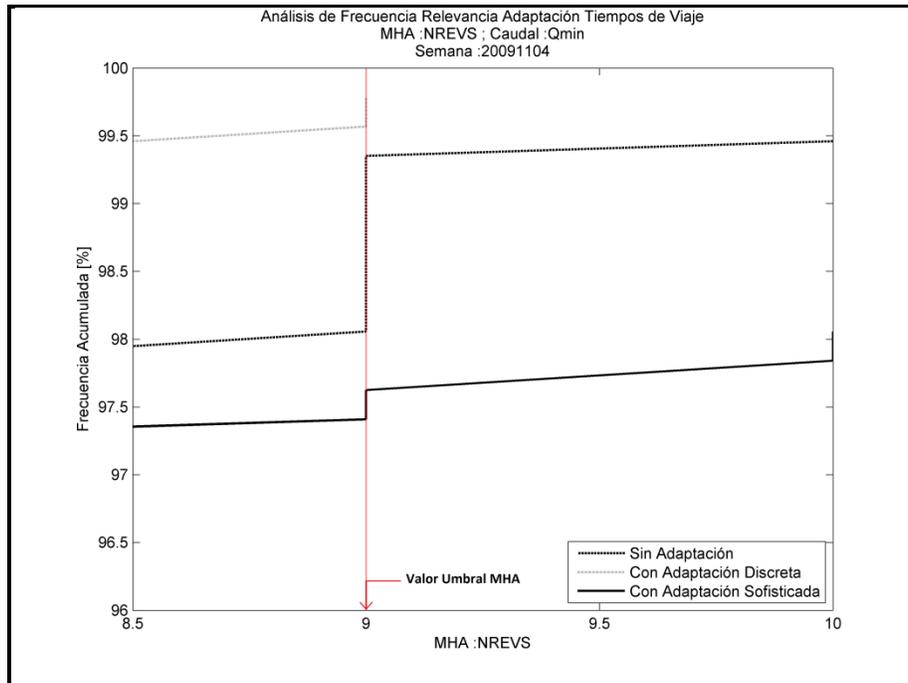


Figura 5.17: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: NREVS (Zoom).

El ejemplo escogido (Figura 5.17) se relaciona con la MHA NREVS, cuyo valor umbral es de 9 (Ver Tabla 2.2), en una agrupación por semanas (20091104) para un caudal mínimo. Para este valor de la MHA se tiene una probabilidad de no excedencia de 99.57% y 97.41% para los casos discreto y continuo respectivamente, es decir, una probabilidad de excedencia de 0.43% y 2.59% respectivamente, lo cual se observa en las figuras 5.15 y 5.16, y de mejor forma se puede ver los valores en las tablas 5.5 y 5.6. Lo mismo se puede hacer con el resto de los valores, para los mismos gráficos ubicados en el Anexo E, verificando las distintas curvas de frecuencia acumulada dispuestas en el Anexo B y C.

Se puede observar en las figuras 5.15 y 5.16, que a medida que aumenta el caudal, la variabilidad de las STC (probabilidad de excedencia) va disminuyendo, como indican las pendientes negativas de las tendencias para cada MHA en los mismos gráficos. Como el caudal es inversamente proporcional también a los tiempos de viaje, estos resultados indican que la variabilidad de las STC es proporcional a los tiempos de viaje. La afirmación recién planteada se ve de mejor forma en el caso continuo que en el discreto. Dicho planteamiento es respaldado solamente por un 50% de los

valores en el caso discreto, mientras que en el caso continuo, esto es avalado por un 87.5% de los mismos, considerando ambas agrupaciones en total. Para cada agrupación por separado, se tienen los siguientes porcentajes de respaldo de la afirmación antes planteada, para cada versión adaptada del modelo, en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9: Porcentajes de casos que respaldan el planteamiento para los distintos enfoques y agrupaciones

	Agrupación por Semanas	Agrupación por Centrales
Enfoque Discreto	58.3	41.7
Enfoque Continuo	83.3	83.3

Lo cual afirma, que el uso de la versión de modelo con la adaptación continua es la más apropiada, con respecto al planteamiento consistente en que los tiempos de viaje son directamente proporcionales a la variabilidad de las STC provocadas por la implementación de dicha adaptación.

6 CONCLUSIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas luego del estudio de ambos modelos de despacho (DeepEdit y MIPUC), dentro de los cuales, se trabajó finalmente sólo con el modelo de corto plazo, MIPUC, al cual se le hizo la adaptación que contempla a los tiempos de viaje. Además se plantea una discusión acerca de los resultados obtenidos, con respecto a la variabilidad de las STC provocadas por esta adaptación en ambos enfoques, incluyendo además aspectos del entorno actual de país. Finalmente, se hacen recomendaciones de cómo seguir esta labor en la sección de trabajo futuro.

6.1. Conclusiones y Discusión

El estudio de los modelos de largo y corto plazo, DeepEdit y MIPUC respectivamente, permitió comprender como operan los modelos actualmente utilizados en Chile. Para este trabajo se utilizaron resultados existentes del modelo de largo plazo como dato de entrada para el modelo de corto plazo y se generaron series de tiempo de caudales horarios utilizando el modelo MIPUC.

Acerca de la representación de los tiempos de viaje de forma exógena, es decir, un ingreso externo al modelo por parte del usuario del valor de los tiempos de viaje, sería interesante estudiar el efecto de la inclusión de estos de forma endógena. Como la metodología, para los casos de caudales turbinados (promedios) y mínimos, es usar resultados de STC y con ellos calcular los tiempos de viaje, se tiene un proceso iterativo el cual en el presente trabajo se hace solo una vez. Lo ideal sería que el modelo de forma interna calculara una solución de caudales turbinados y tiempos de viaje, después de una convergencia de este proceso de iteraciones. El problema de adaptar los tiempos de viaje de forma endógena es muy complejo, lo cual aumentaría los tiempos de procesamiento computacional y tal vez amenazaría la convergencia del modelo de corto plazo.

La representación de los pulsos de caudales, en lo que al método de *Tránsito de Caudales* respecta, pudo ser mucho más precisa, pero al no contarse con todos los datos, se consideraron pulsos en forma de bloques, que representan los caudales promedio en la etapa. Esta aproximación de ambos enfoques (Discreto y Continuo) fue muy efectiva e ilustrativa para poder implementar el fenómeno en el modelo, y así obtener las conclusiones siguientes.

La representación de los **Tiempos de Viaje** en el modelo de corto plazo, MIPUC, afecta significativamente los resultados en términos de las MHA. A partir de un análisis de frecuencia acumulada se encontraron diferencias en los resultados para las distintas versiones del modelo (Caso Base, Caso Adaptado Discreto, Caso Adaptado Continuo). Esta diferencia, en cuanto al grado de alteración de las STC de las distintas versiones del modelo se observa tanto al agrupar el total de las centrales para una semana como cuando se agrupa varias semanas para una central. La diferencia entre ambas agrupaciones, más que el número de elementos considerados, radica en la exclusión de valores nulos de las MHA, los cuales se muestran una distribución por semanas. Lo interesante de la distribución de los valores nulos, es que al ser por central, son muchas las unidades que no muestran fluctuaciones, por lo que el “peaking” es llevado a cabo sólo por algunas de las centrales del sistema (ver Tabla 5.3).

Refiriéndose directamente a la variabilidad de las STC provocada por la implementación de los tiempos de viaje en el modelo, se observan diferencias significativas entre las curvas que representan cada versión del modelo. Al tener solamente las curvas de frecuencia acumulada, no se puede establecer que versión produce más (o menos) variabilidad; se concluye que existe una diferencia entre las versiones del modelo, para ambos casos de agrupación. Además, para la agrupación por centrales, se observa que para un rango de valores de las MHA se tiene una menor variabilidad de las STC por parte de las versiones adaptadas del modelo, mientras que para un rango de valores mayores de MHA se tiene que es el caso base el que tiene la menor alteración hidrológica en las STC. Los valores umbrales de MHA (conocidos de la literatura), para la mayoría de los casos, pertenecen a este último rango.

El análisis que compara los distintos caudales (promedios, mínimos y máximos) con la variabilidad de las STC provocadas por la adaptación del modelo, muestra que la probabilidad de excedencia (variabilidad) es inversamente proporcional a la magnitud del caudal, por lo tanto, los tiempos de viaje son directamente proporcionales a la variabilidad de las STC. Es importante mencionar, que esta afirmación es válida particularmente para valores iguales a un valor umbral de la MHA. Además, de este análisis, se tiene que esta proporcionalidad directa entre tiempos de viaje y variabilidad de las STC, se logra con un mayor porcentaje de los casos estudiados en el enfoque continuo que en el discreto; 87.5% y 50% respectivamente (considerando ambas agrupaciones en total). Gracias a este análisis, finalmente es posible recomendar, la representación continua de los tiempos de viaje en el modelo. La consideración de los tiempos de viaje en el modelo MIPUC, efectivamente genera cambios significativos en los resultados, aumentando su variabilidad a medida de que este tiempo de viaje es mayor.

El hecho de que la consideración de los tiempos de viaje provoque una mayor variabilidad en las STC (para un valor umbral determinado, dependiendo de la MHA), implica un impacto medioambiental mayor. Actualmente, el CDEC-SIC no considera este factor de los tiempos de viaje en sus modelos de despacho, arrojando STC con una menor alteración hidrológica. Es importante considerar, que la cantidad de semanas empleadas no fueron muchas, por lo que pone en una realidad bastante particular lo planteado en el trabajo, lo cual, no se puede plantear (aún) de forma general ni validar de manera más fuerte. Estas semanas, caracterizan distintos meses del año, lo cual se nota en los afluentes naturales, que son de mayor magnitud para el mes en que se producen deshielos. Esto muestra una representatividad de las semanas para las distintas estaciones del año, la cual podría aumentar si se hubiesen tenido más datos, para así estudiar la variabilidad de las STC para distintos años característicos (seco o húmedo). Es por eso que el estudio podría ser aún más general, si se contara con un número de datos, característico de una buena cantidad de semanas a modelar.

Por lo tanto, de forma particular, el piso queda abierto, generando una discusión acerca de la inclusión de los tiempos de viaje, que para ciertos valores umbrales de MHA, trae consigo una mayor alteración hidrológica de la operación de embalses hidroeléctricos del SIC, provocando un mayor impacto ambiental.

6.2. Trabajo Futuro

Existe una gran cantidad de tareas que pueden ser llevadas a cabo para dar continuidad al presente trabajo. Estas se mencionan a continuación:

- **Tiempos de viaje endógenos:** la determinación de la magnitud de los tiempos de viaje por parte de los modelos es un desafío interesante por realizar. La dinámica de la programación se vuelve bastante compleja, por lo cual conformaría una tarea de alto grado de importancia, analizar la variabilidad de las STC a causa de la implementación de los tiempos de viaje, con este procedimiento interno del modelo. Por otra parte, la recopilación de la información, que permite el cálculo de los tiempos de viaje en todos los tramos del sistema hidráulico considerado por el MIPUC, es otra forma de complementar el presente trabajo.

- **Filtraciones:** Las unidades de embalse del sistema, para ambos modelos estudiados en el siguiente trabajo, no presentan la incorporación de filtraciones. Los modelos consideran la futura incorporación de estas en sus simulaciones, pero las ecuaciones no están incorporadas en los mismos a nivel de programación. La variabilidad de la consideración de este factor conforma una tarea futura de mucho interés.
- **Rendimiento de las centrales:** La consideración lineal de este factor en ambos modelos, provocan una necesidad de querer perfeccionar las herramientas. La incorporación de valores que dependan de la altura de agua de los embalses, o de forma más compleja aún, que estén determinados por la cantidad óptima de turbinas en funcionamiento (Howard, 2006), genera un trabajo muy interesante pero complejo a la vez. Para el caso de las curvas de rendimiento por turbina a ocupar, conforma curvas que describen funciones que caracterizarían restricciones no convexas, lo cual es tremendamente complicado de incorporar en modelos de programación lineal como los estudiados en el presente trabajo.
- **Validar factor de tiempos de viaje en modelos de despacho de corto plazo:** El manejo de pocos casos (semanas) para el estudio de los tiempos de viaje en el modelo MIPUC, trae como consecuencia que los resultados obtenidos sean muy particulares. Se podría incluir semanas de periodos húmedos, secos, en que la gama de representatividad sea mayor, otorgándole un peso estadístico más importante al presente trabajo.

BIBLIOGRAFIA

1. BAKER, David; RICHARDS, Peter; LOFTUS, Timothy; KRAMER, Jack. (2004). *A New Flashiness Index: Characteristics and Applications to Midwestern Rivers and Streams*. Journal of the American Water Resources Association 40: 503-522.
2. BENAVIDES, Carlos (2008). *Herramienta Computacional para Modelo de Predespacho Económico de Carga*. Tesis para optar al título de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile.
3. CLEMEN, Robert. (1996). *Making Hard Decisions: An Introduction to Decision Analysis*. Second Edition, Duxbury Press, Belmont, California.
4. HOWARD, Charles. (2006). *Hydroelectric System Operations Optimization*. Great Wall World Renewable Energy Forum and Exhibition, 24-27 Oct. 2006. Session 1.2: Hydropower. 7 p.
5. JOWETT, Ian. (1997). *Instream Flow Methods: A Comparison of Approaches*. Regulated Rivers: Research & Management, Vol. 13, 115–127.
6. LUNDQUIST, Jessica; CAYAN, Daniel. (2002). *Seasonal and Spatial Patterns in Diurnal Cycles in Streamflow in the Western United States*. Journal of Hydrometeorology 3: 591–603.
7. MCKINNEY, Ted; SPEAS, David; ROGERS, Roland; PERSONS, William. (2001). *Rainbow Trout in a Regulated River below Glen Canyon Dam, Arizona, following Increased Minimum Flows and Reduced Discharge Variability*. North American Journal of Fisheries Management 21: 216–222.
8. MERY, Horacio. (2007). *Hidráulica aplicada al diseño de obras*. Universidad de Chile.

9. PALACIOS, Eugenio. (2004). *Modelo para Manejo de la Incertidumbre Hidrológica en la Planificación de la Operación del SIC*. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile.
10. PEREIRA, Mario; CAMPODONICO, Nora; KELMAN Rafael. (1998). *Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models*. International Conference on Electric Power Systems Operation and Management, Zurich, Switzerland, Sep. 23-25, 1998, Vol.1, pp. 1-22.
11. RICHTER, Brian; BAUMGARTNER, Jeffrey; POWELL, Jennifer; BRAUN, David. (1996). *A Method for Assessing Hydrologic Alteration within Ecosystems*. Conservation Biology, Vol. 10, No. 4. pp. 1163-1174.
12. RICHTER, Brian; BAUMGARTNER, Jeffrey; WIGINGTON, Robert; BRAUN, David. (1997). *How Much Water does a river Need?*. Freshwater Biology, 37, 231-249.
13. RICHTER, Brian; THOMAS, Gregory. (2007). *Restoring Environmental Flows by Modifying Dam Operations*. Ecology and Society, Vol.12, No.1, 2007.
14. SANCHEZ, Francisco. (2005). *Medidas puntuales de permeabilidad*. Universidad de Salamanca.
15. THE NATURE CONSERVANCY. (2007). *Indicators of Hydrologic Alteration Version7 User's Manual*. The Nature Conservancy: Arlington, VA.
16. TORRES, Rigoberto. (2006). *Modelo de Coordinación Hidrotérmica Multinodal y Multiembalse para Sistemas Eléctricos longitudinales den el Mediano Plazo*. Tesis para optar al título de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile.
17. TRONCOSO, Claudio; TORRES Rigoberto; PALMA, Rodrigo. (2008). *SEEDS: Herramienta Educativa para Estudios de Coordinación Hidrotérmica*. Anales del Instituto de Ingenieros, Abril 2008, pp. 1-8.

18. TRONCOSO, Claudio. (2010). *Herramienta Docente para Estudios de Coordinación Hidrotérmica*. Tesis para optar al título de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile.

19. VIESSMAN, Warren (Jr.); LEWIS, Gary. (2003). *Introduction to Hydrology*. Fifth Edition.

20. ZIMMERMAN, Julie; LETCHER, Benjamin; NISLOW, Keith; LUTZ, Kimberly; MAGILLIGAN, Francis. (2009). *Determining the Effects of Dams on Subdaily Variation in River Flows at a Whole-Basin Scale*. River Research and Applications, Vol.26, No.10, Dec. 2010, pp. 1246-1260.

ANEXOS

A. Descripción modelo SEEDS

En este apartado se presenta el estudio del modelo de despacho SEEDS, realizando un proceso de descripción de sus aspectos más importantes a nivel de complementar el presente trabajo.

El modelo cuenta con una plataforma computacional llamada DeepEdit, por medio de la cual se pueden confeccionar distintos sistemas eléctricos. Estos sistemas eléctricos pueden ser muy simples (teniendo un propósito docente), o muy complejos como la modelación del CDEC-SIC, en donde el SEEDS realiza el proceso de optimización característico de CHT. Hoy en día, el SEEDS se define para largo y mediano plazo, describiendo las componentes eléctricas del CDEC-SIC sin que haya un desacoplo de los aspectos técnicos con los económicos, incorporando ambos enfoques en los resultados, siendo un réplica del modelo utilizado actualmente en Chile para esta labor; el PLP.

A.1. Plataforma Computacional DeepEdit

Desde comienzos de los ochenta se ha observado un cambio estructural en la industria eléctrica, el cual ha tomado fuerza durante los últimos cinco años. Las herramientas de análisis que se habían de ocupar, recibieron el impacto de forma directa de dicho cambio, sin embargo, el desarrollo tecnológico ha posibilitado la evolución de estas herramientas aumentando la capacidad de abordar problemas complejos de CHT. La plataforma computacional, DeepEdit, pretende responder a las preguntas de interés referentes al despacho eléctrico actual.

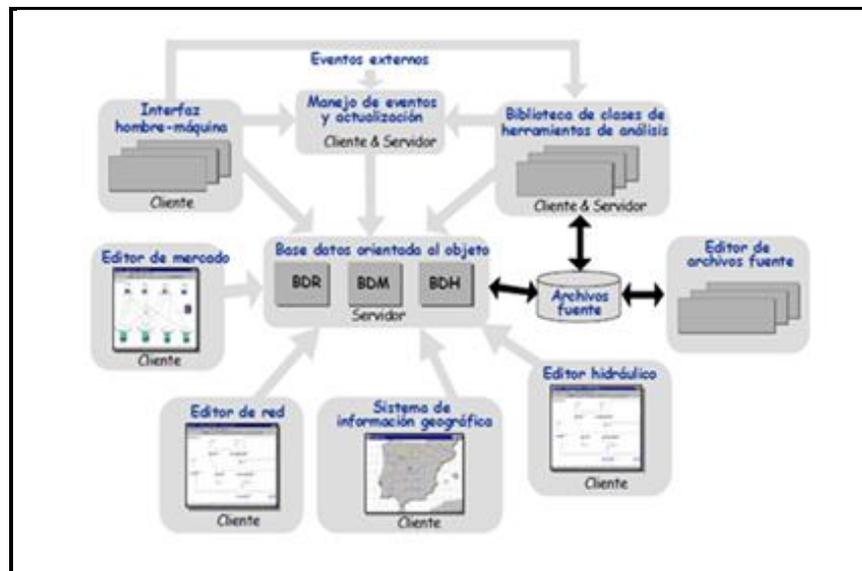


Figura A.1: Arquitectura del sistema DeepEdit. (Fuente: Torres, 2006).

El modelo DeepEdit está basado en una arquitectura cliente-servidor (cuyo código fuente ha sido escrito en JAVA), que permite analizar y describir los principales elementos que participan en la CHT, considerando que no se produce nunca un desacoplo entre los aspectos técnicos y económicos. La Figura A.1 muestra esta arquitectura cliente-servidor.

Se puede observar como en el modelo DeepEdit existen bases de datos orientadas al objeto, conformando el sistema medular de información, el cual es solicitado por todos las componentes del sistema. Estas bases de datos se encuentran en archivos fuentes en formato ASCII y/o bases de datos relacionales (MS-Access), y se constituyen por las BDR (Base de datos de elementos de Red¹⁵), BDM (Base de datos del Mercado) y BDH (Base de datos de elementos Hidráulicos) (Torres, 2006). Los elementos u objetos pertenecientes a estas bases de datos, se relacionan a través de atributos y métodos, lo cual se ve en la Figura A.2, a continuación.

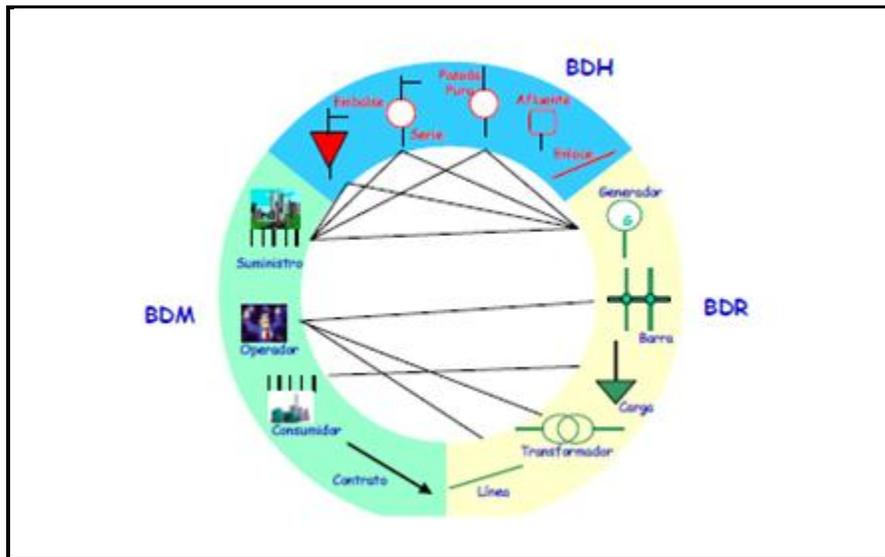


Figura A.2: Relaciones existentes entre Bases de Datos. (Fuente: Torres, 2006).

Se puede observar en la Figura A.2, como las bases de datos se componen de las características de distintos elementos principales, los cuales se detallan en apartados posteriores, junto a la interfaz gráfica que incorpora el modelo.

¹⁵ Nombre ocupado para referirse a la Base de Datos del Sistema Eléctrico.

A.2. Planteamiento del Problema

La función objetivo [A.1] puede ser reescrita, acompañada por las distintas restricciones que definen el problema.

$$\min_x z = \left[\sum_{t=1}^H \sum_{k=1}^{n_k^t} p_k^t \cdot r^t \cdot \sum_{b=1}^{n_{Bl}} \text{Cop}_k^{t,b}(x) \right]$$

$$g_k^{t,b}(x) \geq 0 \quad \forall t, k, b \quad \text{[A.1]}$$

$$f_k^{t,b}(v_{a(k)}^{t-1,b}, v_k^{t,b}) \geq 0 \quad \forall t, k, b \quad \text{(2)}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad v \in x \quad \text{(3)}$$

Donde el valor de z corresponde al costo total de operación a minimizar. Se puede ver como se asocia una probabilidad p a cada costo de operación de una determinada etapa t y bloque b , con escenario k ¹⁶. Además existe una tasa de actualización asociada a los costos la que se define como:

$$r^t = \frac{1}{(1 + \alpha_T)^{\frac{\Delta t}{T}}} \quad \text{[A.2]}$$

Dónde α_T representa el factor de penalización dado para una cantidad de tiempo T , y donde Δt representa la cantidad de tiempo que ha transcurrido desde el inicio del horizonte hasta el comienzo de la etapa t . En [A.1] es claro que H representa el número total de etapas y que $n_k(t)$ la cantidad total de escenarios en una cierta etapa. Luego el término $a(k)$ señala el estado ancestro de k .

Las variables del modelo de despacho SEEDS se presentan a continuación¹⁷. Estas variables se pueden dividir en 4 tipos.

Variables de Potencia (P[MW])

$$P = \{P_{NS}, P_T, P_H = \{P_{Hp}, P_{He}, P_{Hs}\}\} \quad \text{[A.3]}$$

Este tipo de variables se puede clasificar en Potencia no suministrada (P_{NS}), Potencia generada por unidades térmicas (P_T), y Potencia generada por unidades hidráulicas (P_H) la que a su vez puede ser clasificada en Potencia hidráulica generada por unidades de pasada pura (P_{Hp}), Potencia

¹⁶ Todo lo referente a escenarios hidrológicos y bloques de demanda se detalla posteriormente

¹⁷ Se hace mención de unidades hidráulicas y eléctricas las que son detalladas en apartados posteriores.

hidráulica generada por unidades de embalse (P_{He}) y Potencia hidráulica generada por unidades en serie (P_{Hs}).

Variables de Ángulo de Barra (θ [°])

El sistema de transmisión cuenta con cierta cantidad barras las que tienen un ángulo θ a considerar.

Caudales (q^T [m^3/s])

$$q^T = \{q_t = \{q_{tp}, q_{te}, q_{ts}\}, q_v, q_f, q_{NS}\} \quad [A.4]$$

Los caudales son representados por estas variables los cuales son de principal interés en este Trabajo. Se pueden clasificar como Caudal no suministrado (q_{NS}), Caudal vertido (q_v), Caudal filtrado (q_f)¹⁸, y Caudal turbinado (q_t), el que a su vez puede ser clasificado en Caudal turbinado por unidades de pasada pura (q_{tp}), Caudal turbinado por unidades de embalse (q_{te}) y Caudal turbinado por unidades en serie (q_{ts}).

Volúmenes (v [Mm^3])

Corresponde al volumen final de agua almacenado en un embalse. Son las variables de estado del problema.

En cuanto a las restricciones, estas se pueden clasificar en tres grupos como se ve en [A.1]; Restricciones operativas (1), Ecuaciones de estado (2), y Dominio (3). Las restricciones del problema de CHT involucran una gran cantidad de parámetros los que se definen a continuación.

$d_i^{t,b}$: Demanda, en MW, presente en la barra i . Depende del bloque b y la etapa t .

r_{ij} : Resistencia, en pu¹⁹, entre la barra i y la barra j .

x_{ij} : Impedancia, en pu⁵, entre la barra i y la barra j .

\overline{f}_{ij} : Flujo de potencia máximo, en MW, entre la barra i y la barra j .

¹⁸ Tanto las variables como las restricciones del problema consideran filtraciones las cuales no están aún incluidas en el modelo DeepEdit.

¹⁹ Por Unidad

- P_{ref} : Potencia de referencia del sistema, en MW.
- ρ_i : Rendimiento entre el caudal turbinado y la potencia generada, para el generador hidráulico i .
- a_k^t : Afluente natural correspondiente al escenario k , válido para la etapa t .
- ε_i : Capacidad porcentual de gestión de agua entre bloques.
- reg^t : Caudal requerido para regadío en la etapa t .
- $\Delta^{t,b}$: Duración, en horas, del bloque b en la etapa t .
- $l^{t,b}$: Factor de conversión entre volumen almacenado y caudal medio.
- f_i : Filtración en el embalse i , en términos porcentuales del volumen inicial.
- Ω_i^P : Conjunto de variables de potencias asociadas a la barra i .
- Ω_i^B : Conjunto de barras que tienen interconexión con la barra i .
- Ω_i^T : Conjunto de caudales turbinados asociados a la unidad hidráulica i .
- Ω_i^V : Conjunto de caudales vertidos asociados a la unidad hidráulica i .
- Ω_i^F : Conjunto de caudales filtrados asociados a la unidad hidráulica i .
- Ω_i^A : Conjunto de afluentes naturales asociados a la unidad hidráulica i .
- v_{ini_j} : Volumen inicial asociado a la unidad hidráulica de embalse j .

Restricciones Operativas

La gran mayoría de estas restricciones, corresponden principalmente a la conectividad entre los componentes del sistema.

- **Balance Nodal:** La sumatoria de potencias generadas o no suministradas menos el flujo por las componentes de transmisión menos la mitad de las pérdidas asociadas a dichas componentes es igual a la demanda en el nodo. Es una restricción por cada barra.

$$\sum_{j \in \Omega_i^P}^{n_C + n_{Gt} + n_{Gh}} P_j - P_{ref} \cdot \sum_{j \in \Omega_i^B}^{n_B} \left(\frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} + \frac{1}{2} \frac{r_{ij}}{x_{ij}^2} (\theta_i - \theta_j)^2 \right) \leq d_i^{t,b} \quad i = 1, \dots, n_B \quad [A.5]$$

- **Capacidad del sistema de transporte:** El flujo de potencia entre barras no puede superar la capacidad de la componente existente entre ellas, considerándose ambos sentidos del flujo. Es una restricción por cada tramo conectado.

$$P_{ref} \cdot |\theta_i - \theta_j| \leq x_{ij} \cdot \overline{f}_y \quad \begin{array}{l} i, j = 1, \dots, n_B \\ j \in \Omega_i^B \end{array} \quad [\text{A.6}]$$

- **Rendimiento unidades hidráulicas:** Las unidades hidráulicas capaces de generar energía eléctrica tienen un factor de rendimiento mayor a cero y se pondera por el caudal turbinado para obtener la potencia generada. Es una restricción por cada unidad de generación hidráulica. El factor de rendimiento tiene unidades de [MW/m³/s].

$$P_{Gh_i} - \rho_i \cdot q_{t_i} = 0 \quad i = 1, \dots, n_{Gh} \quad [\text{A.7}]$$

- **Balance unidad de pasada:** Las unidades hidráulicas de pasada solo pueden utilizar una parte del afluente natural. Es una restricción por cada unidad hidráulica de pasada.

$$q_{tp_i} \leq \frac{\varepsilon_i}{l^{t,b}} \left(\sum_{bb=1}^{n_{Bl}} \sum_{j \in \Omega_i^A} a_{k,j}^t \cdot l^{t,bb} - \sum_{m=1}^b q_{tp_i}^{Max} \cdot l^{t,m} \right) + (1 - \varepsilon_i) \sum_{j \in \Omega_i^A} a_{k,j}^t \quad i = 1, \dots, n_{Hp} \quad [\text{A.8}]$$

- **Balance unidad en serie:** El caudal turbinado más el vertido menos el caudal no servido menos la suma de caudales vertidos, turbinados y filtrados provenientes de otras unidades es igual a la suma de caudales naturales que llegan a la unidad. Es una restricción por cada unidad en serie hidráulica.

$$q_{ts_i} + q_{vs_i} - \sum_{j \in \Omega_i^T} q_{t_j} - \sum_{j \in \Omega_i^V} q_{v_j} - \sum_{j \in \Omega_i^F} q_{f_j} - q_{NSs_i} = \sum_{j \in \Omega_i^A} a_{k,j}^t \quad i = 1, \dots, n_{Hs} \quad [\text{A.9}]$$

- **Balance componente de riego:** El caudal vertido menos el caudal no servido menos la suma de caudales vertidos, turbinados y filtrados provenientes de otras unidades es igual a la suma de caudales naturales que llegan a la unidad menos el caudal de riego requerido. Es una restricción por cada componente de riego.

$$q_{tr_i} - \sum_{j \in \Omega_i^T}^{n_{He} + n_{Hs} + n_R} q_{t_j} - \sum_{j \in \Omega_i^V}^{n_{He} + n_{Hs}} q_{v_j} - \sum_{j \in \Omega_i^F}^{n_{He}} q_{f_j} - q_{NSr_i} = \sum_{j \in \Omega_i^A}^{n_A} a_{k,j}^t - reg^t \quad i = 1, \dots, n_R \quad [A.10]$$

- **Volumen filtrado:** El caudal filtrado en un embalse es igual a un porcentaje del volumen inicial del mismo (del escenario ancestro). Es una restricción por cada unidad de embalse.

$$q_{f_i} \cdot l^{t,b} - f_i \cdot v_{a(k),i} = 0 \quad i = 1, \dots, n_{He} \quad [A.11]$$

- **Conversión volumen-caudales:** Define la proporción entre caudales medios en un bloque y volúmenes almacenados.

$$l^{t,b} = \frac{3600 \cdot \Delta^{t,b}}{10^6} \quad [A.12]$$

- **Nivel final en embalses:** Con la finalidad de dejar en los embalses al final del horizonte el mismo volumen de agua que existe al comienzo del mismo, se suele utilizar una restricción que sanciona con un costo marginal el agua faltante para alcanzar el valor indicado como inicial. La restricción incluye una variable auxiliar (ϑ) en la función objetivo, ambos están asociados a la **Cop** que representa la última etapa-bloque del horizonte.

$$\vartheta + \sum_{j=1}^{n_{He}} \frac{10^9}{3600} (v_j - v_{ini_j}) \geq 0 \quad [A.13]$$

Ecuaciones de Estado

Este tipo de ecuaciones vinculan etapas, el volumen de agua almacenado al final de una etapa equivale al volumen que se tiene al comienzo de la siguiente. La variable de estado corresponde al volumen de agua, presente en la siguiente ecuación de estado, que corresponde para este problema a la ecuación de balance.

$$\begin{aligned}
 \mathbf{v}_i - \mathbf{v}_{a(k),i} + \mathbf{I}^{t,b} \cdot & \left[\mathbf{q}_{te_i} + \mathbf{q}_{ve_i} + \mathbf{q}_{f_i} - \sum_{j \in \Omega_i^T}^{n_{He} + n_{Hs} + n_R} \mathbf{q}_{t_j} - \sum_{j \in \Omega_i^V}^{n_{He} + n_{Hs}} \mathbf{q}_{v_j} - \sum_{j \in \Omega_i^F}^{n_{He}} \mathbf{q}_{f_j} \right] \\
 & = \mathbf{I}^{t,b} \cdot \left[\sum_{j \in \Omega_i^A}^{n_A} \mathbf{a}_{k,j}^{t,b} \right] \quad i = 1, \dots, n_{He} \quad [A.14]
 \end{aligned}$$

Dominio

El dominio no es más que la definición de los límites de las variables, como se muestra a continuación.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ p_T^{Min} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -2\pi \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ q_{vs} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ v^{Min} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_{NS} (MW) \\ P_T (MW) \\ P_{Hp} (MW) \\ P_{He} (MW) \\ P_{Hs} (MW) \\ \theta (^\circ) \\ q_{tp} (m^3/s) \\ q_{te} (m^3/s) \\ q_{ts} (m^3/s) \\ q_{tr} (m^3/s) \\ q_{ve} (m^3/s) \\ q_{vs} (m^3/s) \\ q_f (m^3/s) \\ q_{NSs} (m^3/s) \\ q_{NSr} (m^3/s) \\ v (Mm^3) \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} d^{t,b} \\ p_T^{Max} \\ p_{Hp}^{Max} \\ p_{He}^{Max} \\ p_{Hs}^{Max} \\ 0 \\ q_{tp}^{Max} \\ q_{te}^{Max} \\ q_{ts}^{Max} \\ q_{tr}^{Max} \\ q_{ve}^{Max} \\ q_{vs}^{Max} \\ q_f^{Max} \\ q_{vs}^{Min} \\ irr^t \\ v^{Max} \end{bmatrix} \quad [A.15]$$

A.3. Estocacidad del Problema

El grado de estocacidad del problema se debe a que al considerar un periodo de análisis de largo plazo, se deben tomar en cuenta distintos escenarios hidrológicos en cada una de las etapas. Esto se esquematiza con una estructura de árbol de decisión en donde los vértices corresponden a los estados (nodos) y los tramos, o ramas del árbol, son los distintos escenarios a partir de ese estado. En la Figura A.3 se presenta un ejemplo de este tipo de estructuras, el que cuenta con tres hidrologías y tres etapas.

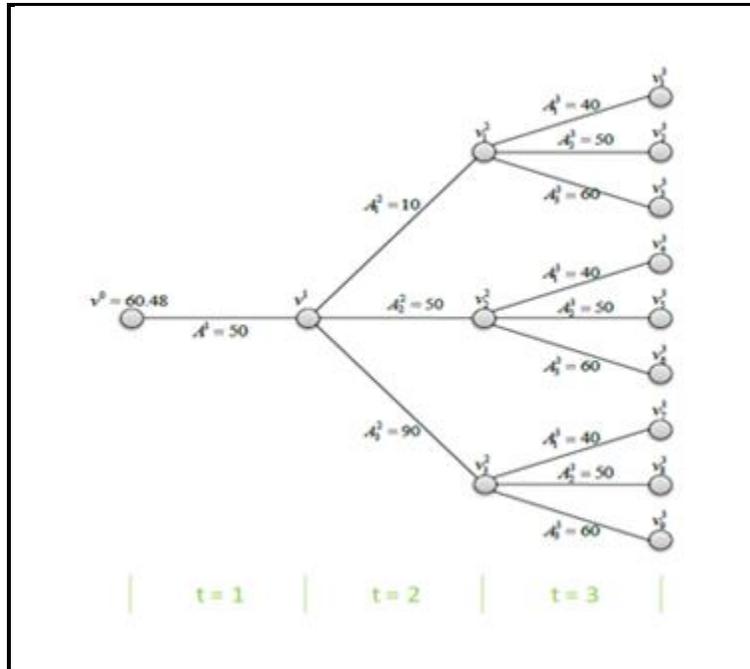


Figura A.3: Árbol de decisión. (Fuente: Troncoso, 2010).

En el ejemplo de la Figura A.3, en el caso de la primera etapa, las tres hidrologías presentan el mismo caudal, por lo que en ese tramo el problema es determinístico. Es posible ver como los distintos caudales afluentes son los que generan una gran variedad de escenarios, dependiendo del número de etapas.

Un determinado sistema, compuesto principalmente por las distintas centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, se debe resolver (optimizar; minimizar sus costos) durante un tiempo conocido como horizonte de evaluación H . Este horizonte se debe dividir en un número de etapas t , donde en cada una de ellas se pueden considerar parámetros constantes que la caractericen (caudales, demandas, etc.).

A.4. Resolución del Problema

Existen problemas que pueden llegar a tener millones de escenarios dependiendo de la cantidad de etapas y del largo del horizonte de evaluación, estableciendo inmensos arboles de decisión. Cada una de las “ramas” del árbol se conoce como sub-problemas (SP), ubicándose entre dos nodos o estados consecutivos para una determinada etapa.

Es importante tener en cuenta que para cada SP, el modelo sigue una metodología de 3 pasos; la selección de estados, donde se determinan los volúmenes en los que se evaluará a cada embalse; la

generación de aproximaciones, en el que se valorizan los estados, para construir aproximaciones a la *FCFE*; y el proceso de simulación en caso que se quiera evaluar el costo de secuencias de estados, calculando con esto el valor esperado para las variables. En la Figura A.4 se ilustran de mejor manera estos pasos o bloques de solución de la resolución por descomposición.



Figura A.4: Pasos o bloques de solución para cada SP. (Fuente: Troncoso, 2010).

Por otra parte, la función objetivo [2.1] se puede obtener por esta resolución por descomposición antes mencionada, mediante cuatro tipos de programación.

- Programación dinámica estocástica clásica (PDE).
- Programación dinámica estocástica con aproximación por partes.
- Programación dinámica dual estocástica (PDDE).
- Programación dinámica dual estocástica con muestreo.

En el capítulo anterior se mencionan los tipos de programación empleada por los modelos que existen actualmente en el país. Los 2 primeros métodos no son válidos para los problemas de interés, es decir, los que tienen una cantidad considerable de embalses y por ende mayor complejidad.

Los dos últimos métodos son los que resuelven el problema, encontrando una *FCFE* para cada SP de forma iterativa. Cada iteración consta de 2 partes; una que va hacia adelante (Forward) e impone estados tentativos, y otra que va hacia atrás (Backward) y construye los “Cortes de Benders” que representan una aproximación lineal de la *FCFE* para cada etapa. Esta construcción de cortes colabora para que los estados tentativos de la siguiente iteración (hacia adelante) sean más cercanos al valor óptimo en cada etapa. Luego con estos nuevos estados tentativos se construyen nuevos

cortes que representan de mejor forma la FCFE. Las iteraciones ocurren hasta que se llega a una convergencia, que entrega el valor óptimo de los costos para todo el sistema. En la Figura A.5 se puede ver como se realizan los cortes de Benders para cada etapa, aproximando linealmente por partes la función de FCFE.

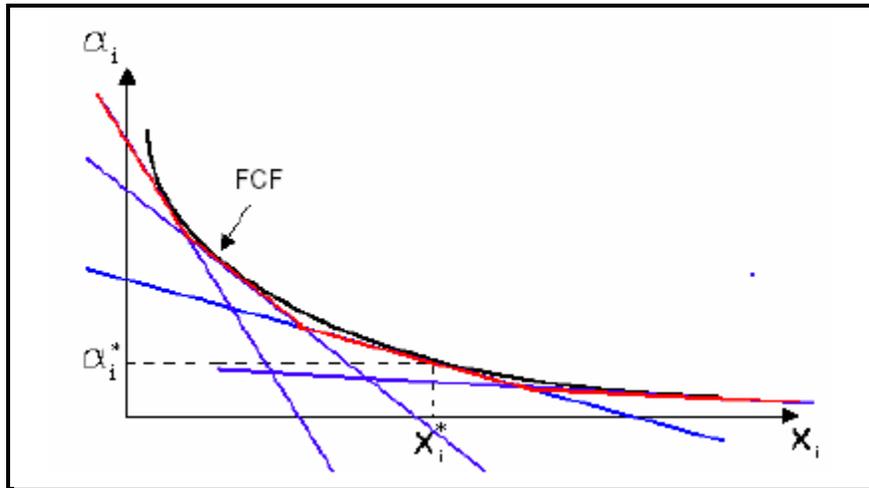


Figura A.5: Aproximación lineal por partes (Cortes de Benders) de la FCFE. (Fuente: Palacios, 2004).

Es posible ver que en cada iteración se considera una aproximación lineal de la FCFE dependiendo de lugar de interés de la curva, logrando una aproximación total de la curva la que se puede apreciar en la Figura A.5 de color rojo.

Volviendo a los tipos de programación, es importante señalar que existe una diferencia entre las dos últimas metodologías, y es que la primera evalúa todo el árbol de decisión tanto hacia adelante como hacia atrás, en cambio, la segunda escoge una secuencia (muestreo) al ir hacia adelante, sin embargo considera todos los escenarios para construir los cortes al ir hacia atrás. El segundo tipo de PDDE, claramente es utilizado para problemas con una gran cantidad de escenarios, donde la elección de una secuencia es la única forma de obtener una convergencia en un tiempo humanamente posible.

A.5. Bloques de Demanda

Otro aspecto que es importante destacar es el referente a la demanda. El modelo al ser de mediano y largo plazo considera como mínimo etapas semanales, periodo dentro del cual se tiene una variación de la demanda importante. Lo que hace el modelo es asignar “Bloques de Demanda”, es decir, considera ciertos valores de demanda a cierto periodo de tiempo dentro de una etapa del

problema (por ejemplo, dentro de una etapa semanal, se pueden considerar siete bloques diarios de demanda). Para la asignación de los bloques se deben tomar ciertas consideraciones; se debe tomar la curva de demanda (carga) en cada instante de tiempo, y se reordenarla generando una curva de duración (Torres, 2006). Se puede ver esto en la Figura A.6, a continuación.

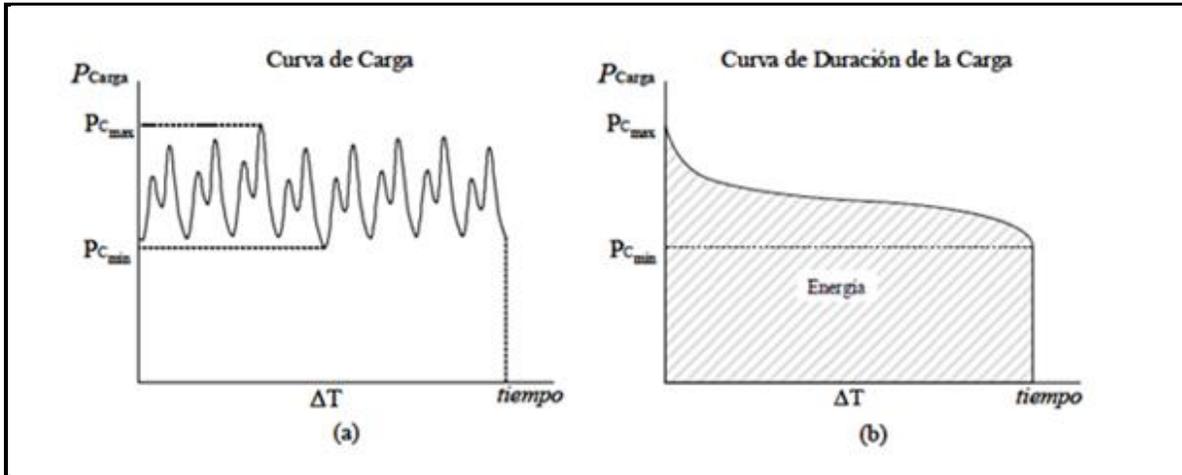


Figura A.6: Representaciones de la carga en el tiempo. (a) Potencia demandada en cada instante de tiempo. (b) Cantidad de tiempo que la potencia demandada se encuentra sobre un nivel. (Fuente: Torres, 2006).

Esta curva de duración no es útil todavía para el modelo, por lo que hay que generar los bloques de demanda a partir de esta. Los requisitos de la construcción de los bloques son los siguientes:

- No se debe reducir la demanda más alta de la etapa (punta de demanda).
- La energía total representada en bloques debe ser la misma que en la curva de duración.

Estos requisitos son representados por las siguientes expresiones.

$$\begin{aligned}
 p_D^1 &= p_{D_{max}} \\
 \sum_{b=1}^{N_B} \Delta_b &= \Delta T \\
 \sum_{b=1}^{N_B} p_{D_b} \Delta_b &= \int_0^{\Delta T} p_D(t) dt
 \end{aligned}
 \tag{A.16}$$

Estas restricciones determinan la construcción de los bloques en sistemas uninodales, es decir, sistemas que no consideran una red de transmisión en los costos de operación del sistema; pérdidas y congestiones (Torres, 2006). Para sistemas multinodales fundamentalmente es lo mismo, salvo

supuestos que no son de gran variabilidad en este trabajo. Finalmente la construcción de los bloques de demanda se ilustra en la Figura A.7, a continuación.

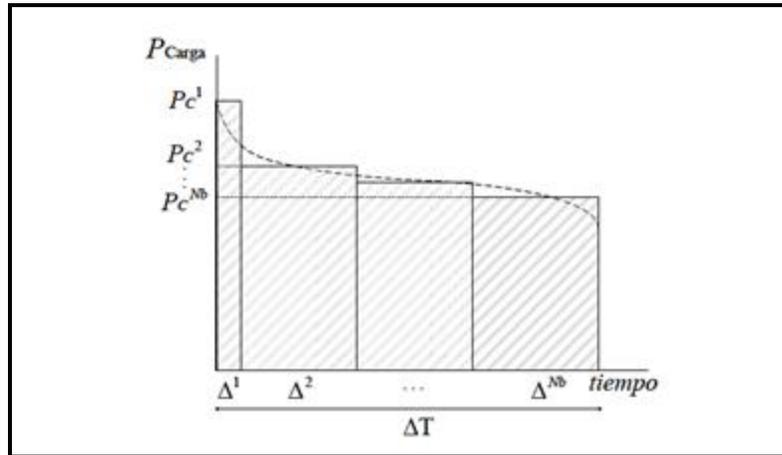


Figura A.7: Representación aproximada por bloques de demanda de la curva de duración de la carga.

(Fuente: Torres, 2006).

De esta manera, mencionando los aspectos más generales y relevantes, se conoce como opera el modelo de largo y mediano plazo DeepEdit de forma interna, y la metodología que este adopta para la entrega de resultados.

A.6. Confección de Sistemas de CHT en el Modelo DeepEdit

En esta parte del trabajo se describen los pasos y elementos para confeccionar un problema tipo de CHT en el modelo DeepEdit. Si bien el modelo tiene como función principal poder simular el SIC, también tiene una funcionalidad de naturaleza docente, por lo que es fundamental que tenga la capacidad para implementar problemas que permitan la comprensión y evolución del mismo.

El modelo DeepEdit incorpora una interfaz gráfica, donde es posible construir los sistemas de interés. Para llevar esto a cabo, es necesario conocer los elementos principales que componen un problema tipo del modelo. Las características de estos elementos se encuentran dentro de las bases de datos para cada uno de los sistemas (BDR, BDH y BDM) tal como se vio en la Figura A.2. Los elementos u objetos de interés, que permiten llevar a cabo los objetivos de este trabajo se muestran a continuación en las figuras siguientes (figuras A.8 y A.9).

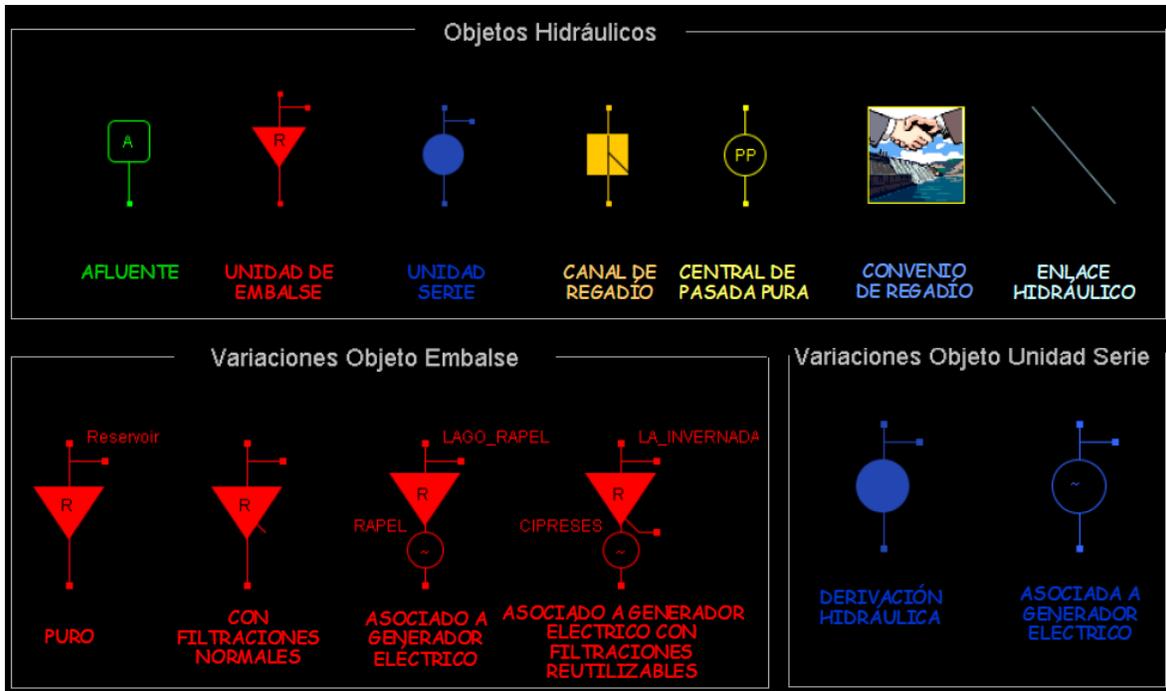


Figura A.8: Objetos Hidráulicos. (Fuente: Torres, 2006).

Se hace a continuación una descripción general de los objetos hidráulicos presentados en la Figura A.8.

- **Afluente:** Este objeto representa el afluente natural proporcionado por una determinada cuenca.
- **Unidad de Embalse:** Este objeto tiene la capacidad de decidir entre cuatro opciones; vertimiento, turbinado, almacenamiento, y filtrado (esta última solamente está implementada de forma gráfica), por lo que la regla de operación cae directamente en estas unidades. La fluctuación de caudales aguas debajo de esta unidad, provocada por esta operación que es el resultado de la CHT, corresponden a las series de tiempo de caudales buscadas en el presente trabajo. Puede presentar distintas variaciones como se ve en la Figura A.8.
- **Unidad en Serie:** Esta unidad se ve sometido a decidir entre dos opciones; si turbinan el agua o la vierten a alguna otra parte, como un convenio de riego. Puede presentar distintas variaciones como se ve en la Figura A.8.
- **Unidad de Pasada Pura:** Generan utilizando parte del caudal proporcionado, del cual no tienen una decisión referente a este caudal a usar para la producción de energía. En escalas temporales de corto plazo se hace importante la acción de estanques de regulación lo que será posteriormente explicado.

- **Enlace Hidráulico:** Este objeto une 2 objetos hidráulicos permitiendo que el caudal de salida de una unidad aguas arriba sea el caudal de entrada en otra unidad aguas abajo.
- **Canal y Convenio de Regadío:** La descripción de estos objetos se hace en conjunto ya que están relacionados fuertemente. El uso consuntivo de los predios se ve representado por estos objetos, los cuales presentan una alta prioridad en el cumplimiento de lo acordado en el convenio, en otras palabras, si llega menos agua de lo acordado en el predio las multas son de alta magnitud.

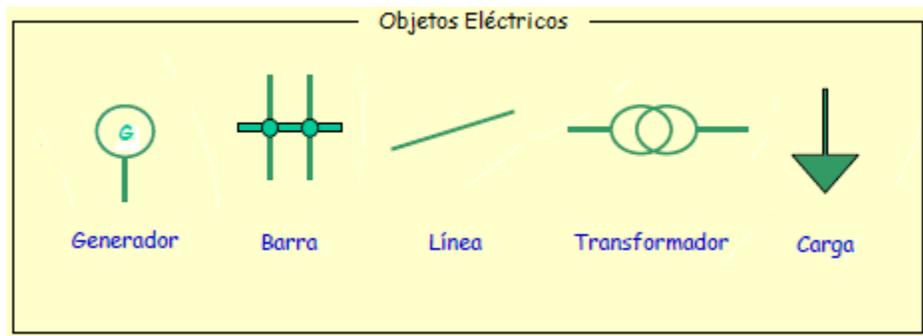


Figura A.9: Objetos Eléctricos.

Se hace a continuación una descripción general de los objetos eléctricos presentados en la Figura A.9.

- **Generador:** Este objeto es el que genera las potencias demandadas en la barra. Puede ser de dos tipos, Hidráulico o Térmico. El primero se asocia a algún objeto del sistema hidráulico en donde la generación no implica costos, mientras que el segundo genera con un costo asociado. Ambos elementos, y la generación por parte de cada uno de ellos define la CHT.
- **Barra:** Unidad que contiene una determinada cantidad de “pins”, que conforman los espacios para disponer generadores (en la Figura A.9 se observa una barra con 2 pins). Estas unidades se caracterizan por tener una potencia y demanda asociada.
- **Línea:** Es el objeto que sirve de unión entre las distintas barras. En una red existen pérdidas y congestión en estas líneas de transmisión.
- **Transformador:** Es necesario al querer unir barras, mediante líneas, de distinta potencia asociada.
- **Carga (Demanda):** Representa la demanda en potencia de consumo por barra, que deben satisfacer todos los generadores pertenecientes a dicha barra. Es posible ingresar un valor de demanda por cada etapa del horizonte de evaluación.

Después de confeccionar un sistema tipo de CHT, se dispone a solucionar este ocupando algún motor optimizador (CPLEX o MINOS) dentro del modelo SEEDS. La resolución del sistema de CHT mediante la herramienta SEEDS consta de cuatro pasos esenciales.

- Definición de parámetros generales.
- Manejo de escenarios y resolución de SP's.
- Optimización y convergencia.
- Análisis de resultados (Outputs).

Al conocer los aspectos más importantes del modelo, y tener la certeza de que este funciona para sistemas definidos a largo y mediano plazo, es importante presentar de forma clara los datos de entrada y salida (Inputs y Outputs) del modelo de despacho.

A.7. Datos de Entrada y de Salida del Modelo DeepEdit

En el siguiente apartado se enumeran los datos necesarios (Inputs) para efectuar la modelación utilizando el DeepEdit, y los datos de salida (Outputs) que el modelo entrega.

Los datos de entrada se pueden ingresar de dos formas; SQLite o MS Access, siendo esta última la más empleada. Los datos de entrada más relevantes se disponen a continuación:

- Potencia Máxima y Mínima de cada generador, con sus distintos parámetros que permiten la conversión lineal entre potencia y caudal empleado.
- La cota y el costo marginal para cada uno de los embalses, en la parte final del horizonte de evaluación.
- Una función lineal (por partes o intervalos) que relaciona las cotas con los volúmenes de los distintos embalses.
- Los datos hidrológicos de los distintos afluentes que ingresan a cada una de las centrales, definiendo los escenarios y así el árbol de decisión a lo largo del horizonte de evaluación.
- Valor de la demanda para cada una de las etapas y de la distribución de la energía para cada uno de los bloques de las etapas del sistema.

La cantidad de datos depende del largo del horizonte de evaluación y del largo de cada una de las etapas (mínimo semanal), lo cual es necesario definir antes de la modelación.

Después de resolver el problema en cuestión, el modelo DeepEdit entrega los resultados en una tabla, cuyas columnas corresponden a los datos de salida los cuales se presentan para cada escenario de cada etapa. Los distintos datos de salida se presentan a continuación:

- Función de Costos Inmediatos y Función de Costos Futuros de cada uno de los embalses.
- Generación térmica e hidráulica.
- Demanda en potencia no servida (PNS).
- Volumen almacenado por cada uno de los embalses.
- Caudales turbinados y vertidos de cada una de las unidades hidráulicas.
- Costos marginales de las barras y embalses.

De todos estos datos de salida, el de mayor variabilidad es el que se incorpora como dato de entrada en el modelo MIPUC, definido a corto plazo. Este dato corresponde a la FCFE multiembalse de la primera etapa de esta modelación a largo plazo, la que tiene como fecha la semana siguiente a la evaluada por el modelo de corto plazo, de una semana de duración (Ver Figura 3.2).

B. Gráficos del Análisis de Frecuencia Acumulada (Por Semanas)

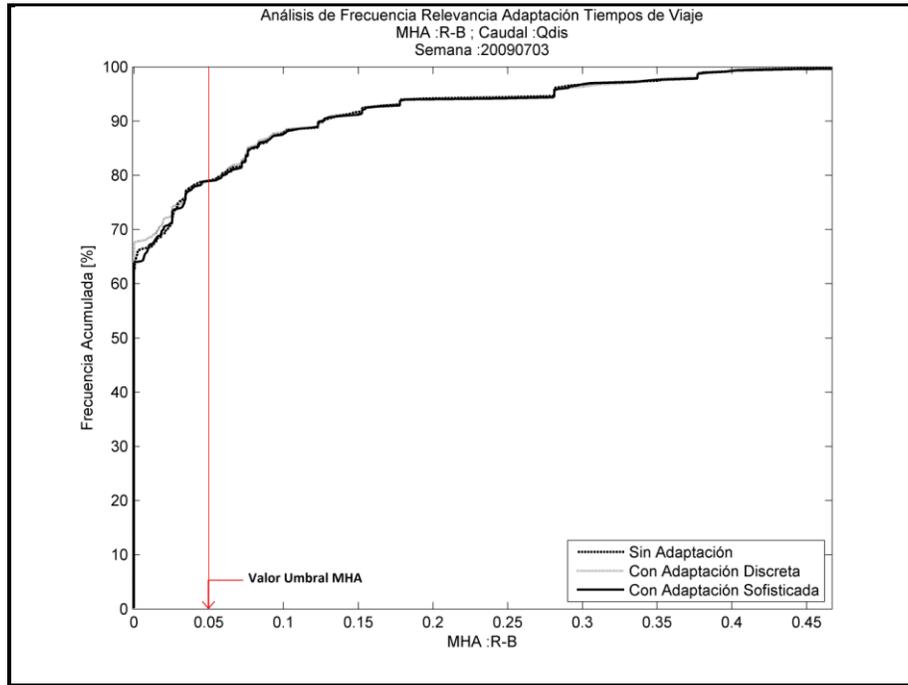


Figura B.1: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: R-B.

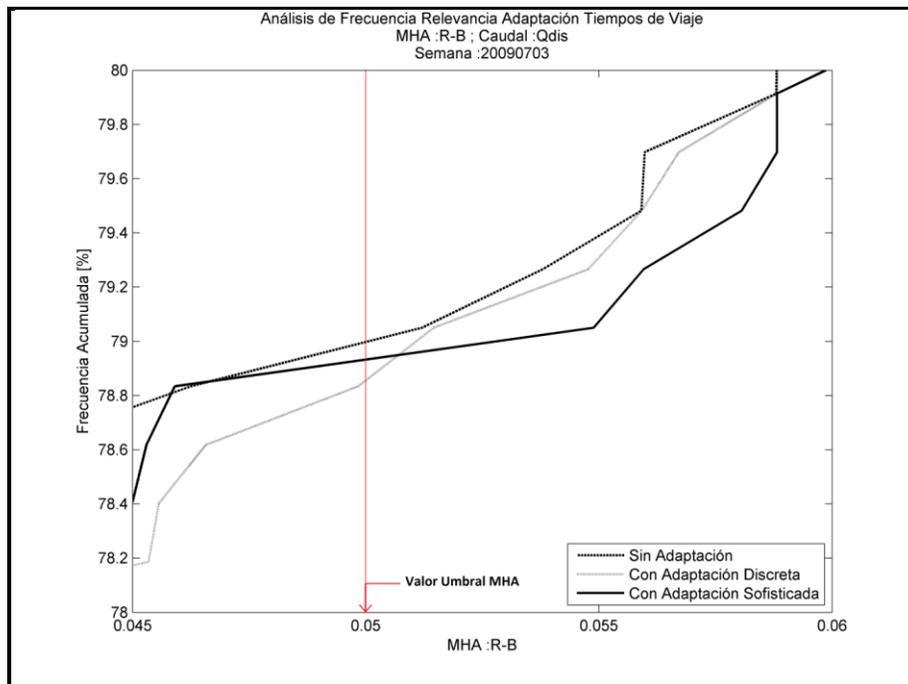


Figura B.2: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: R-B (Zoom).

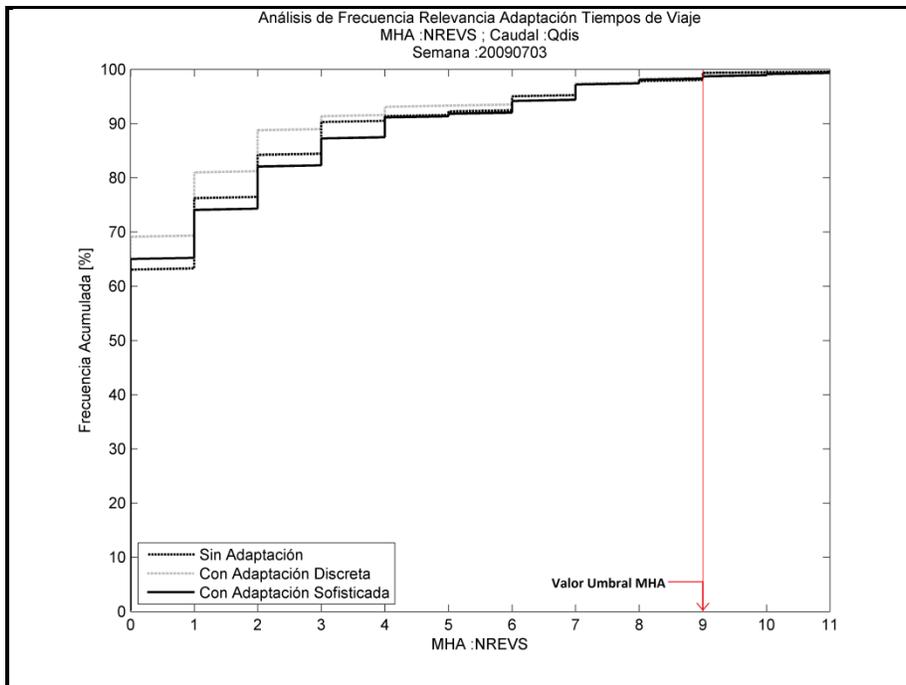


Figura B.3: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: NREVS.

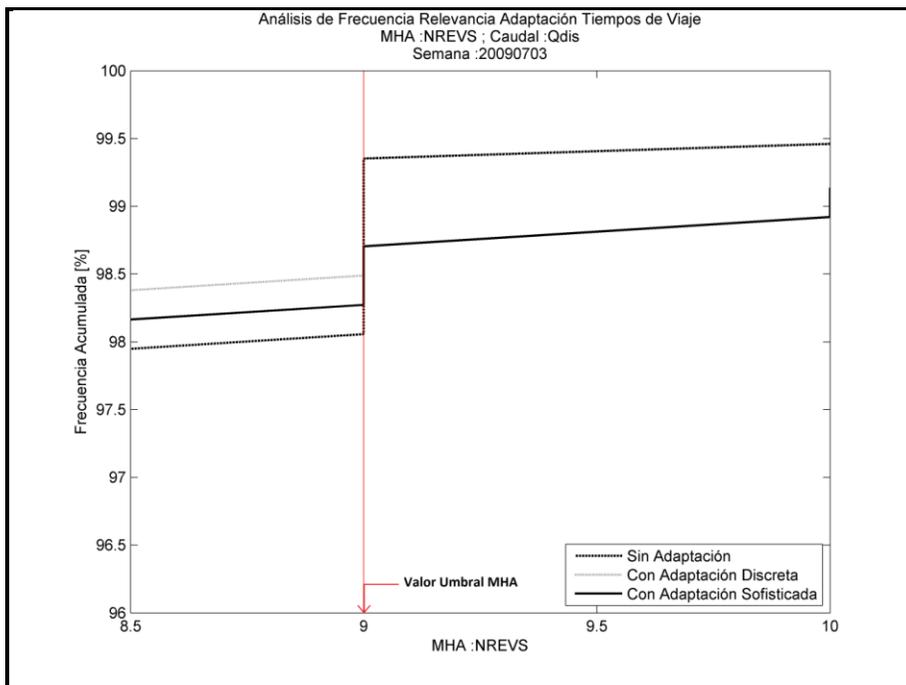


Figura B.4: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: NREVS (Zoom).

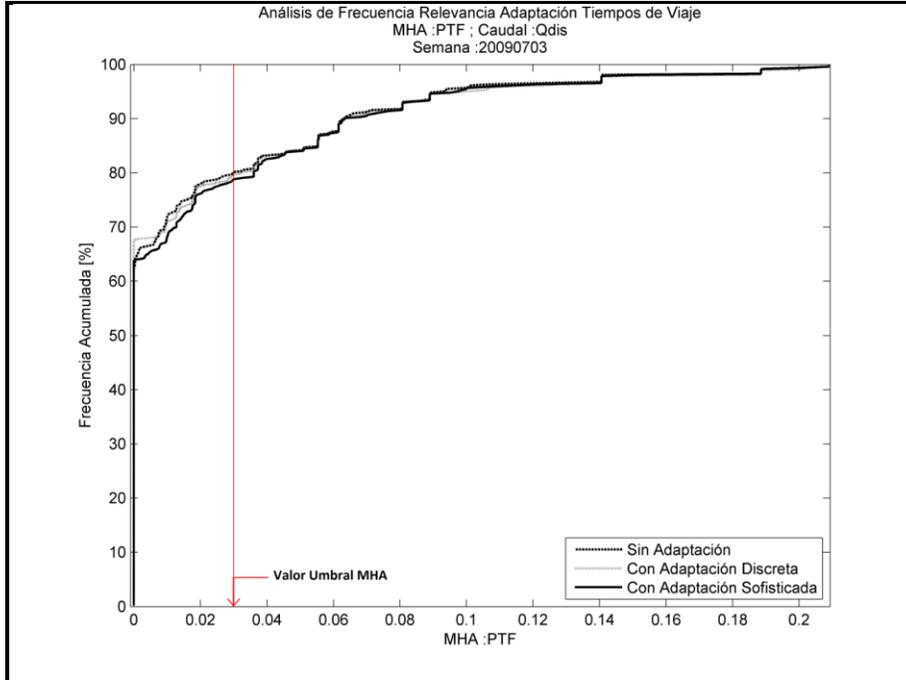


Figura B.5: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: PTF.

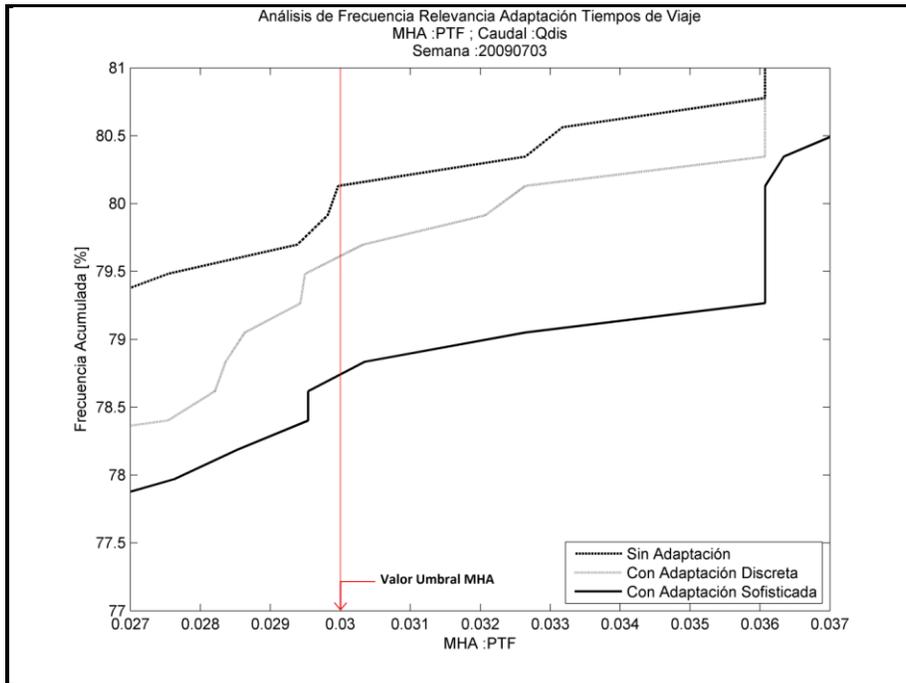


Figura B.6: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: PTF (Zoom).

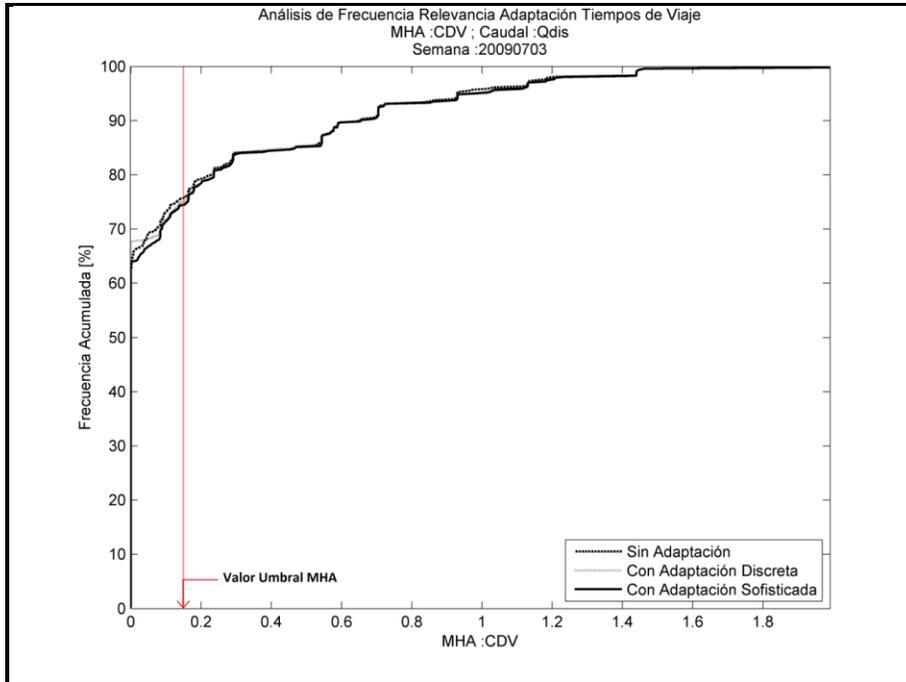


Figura B.7: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: CDV.

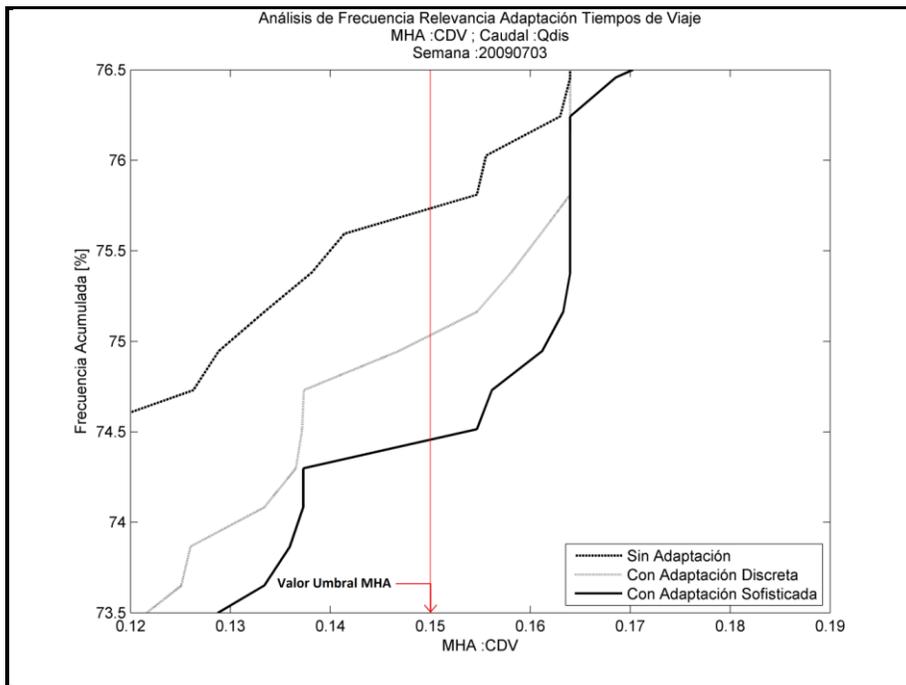


Figura B.8: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20090703. MHA: CDV (Zoom).

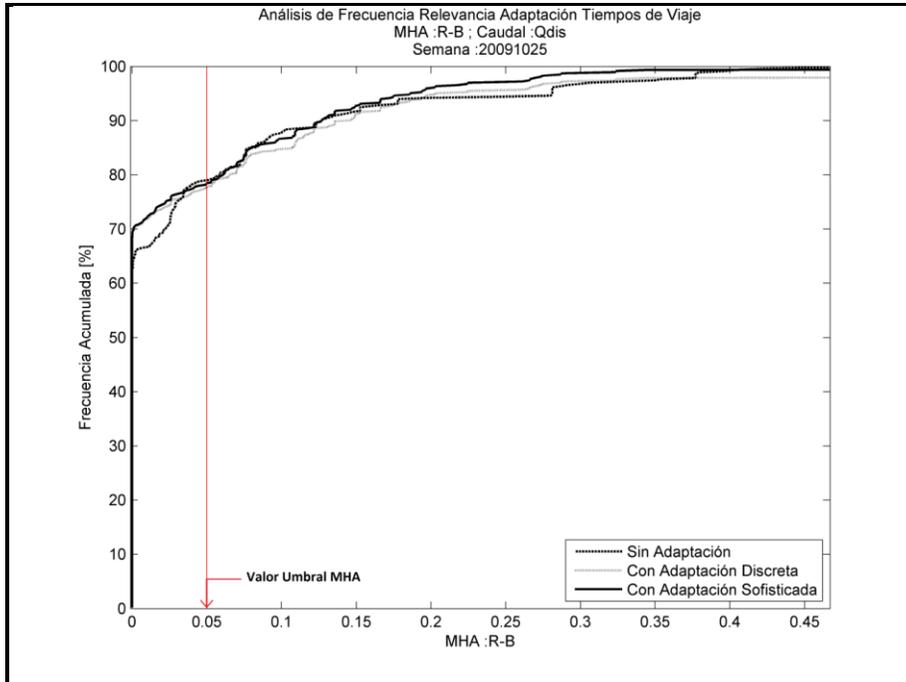


Figura B.9: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091025. MHA: R-B.

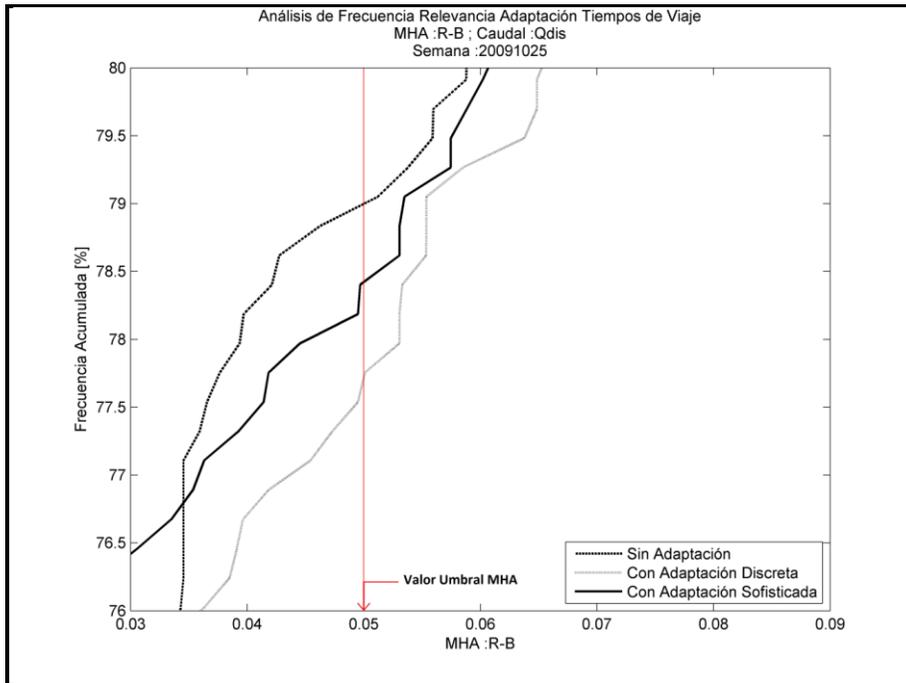


Figura B.10: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091025. MHA: R-B (Zoom).

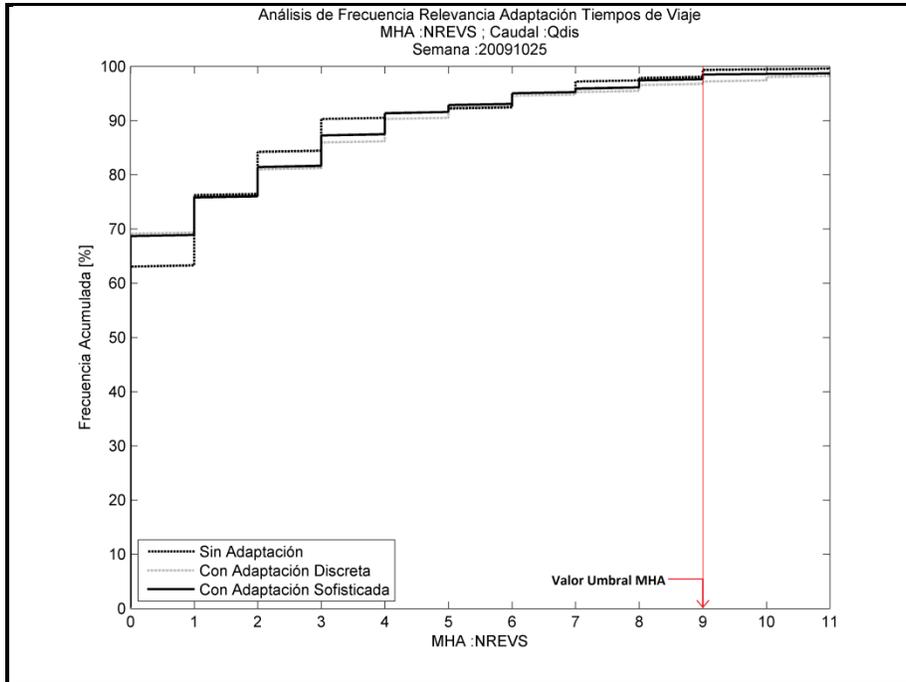


Figura B.11: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091025. MHA: NREVS.

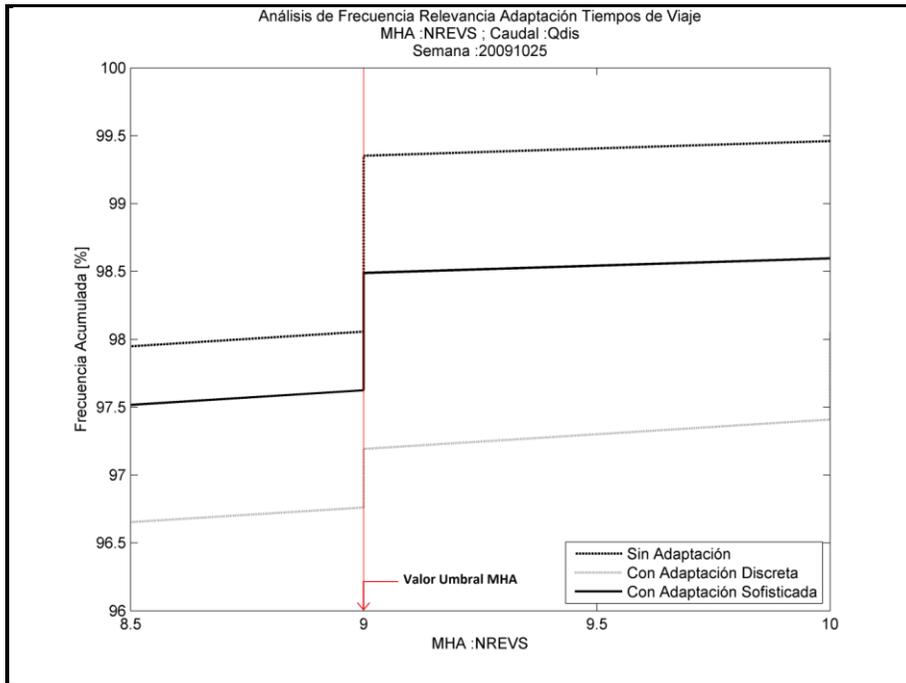


Figura B.12: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091025. MHA: NREVS (Zoom).

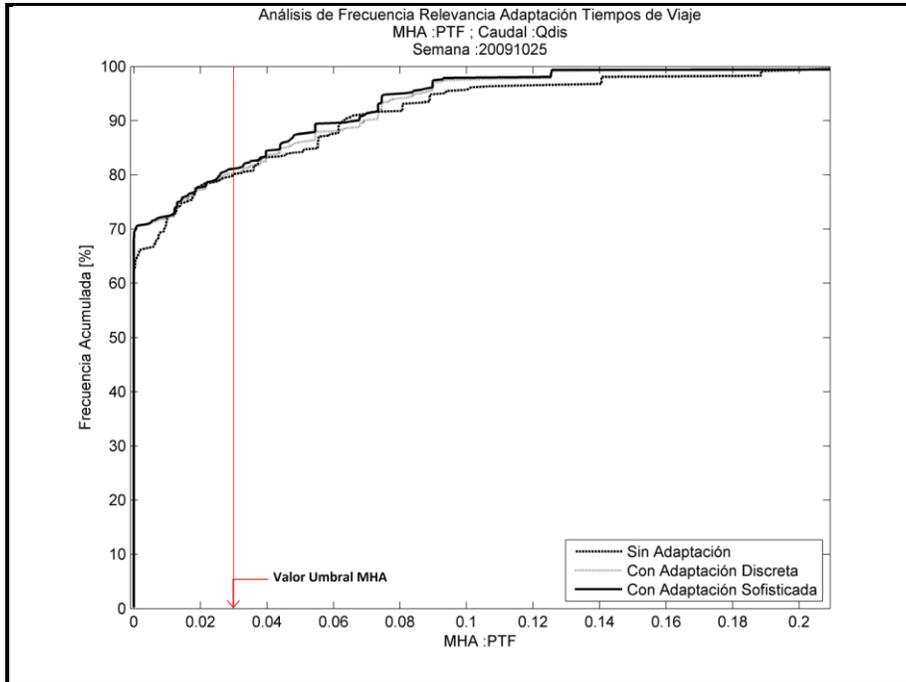


Figura B.13: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091025. MHA: PTF.

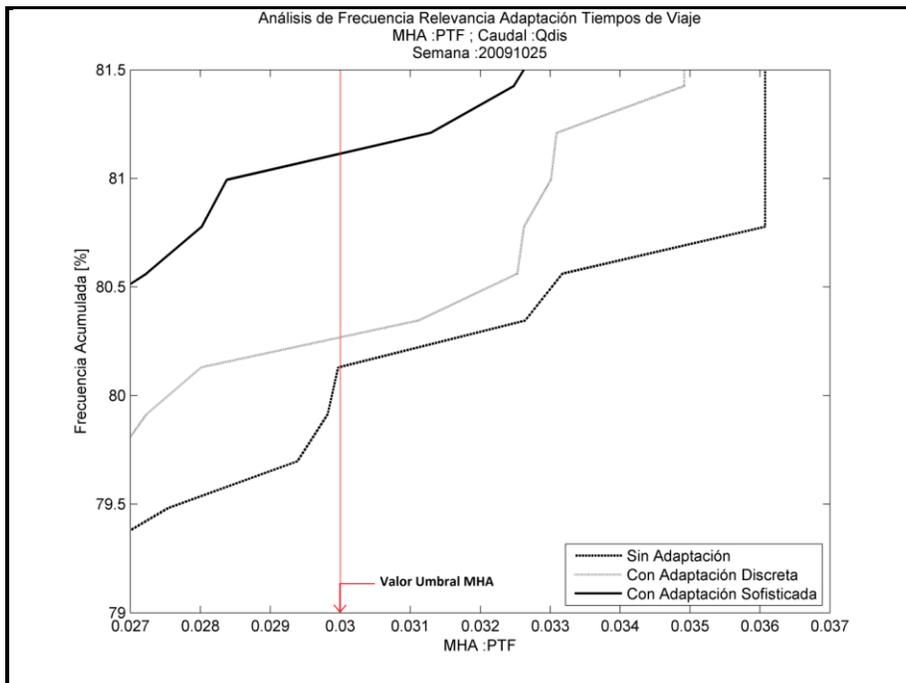


Figura B.14: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091025. MHA: PTF (Zoom).

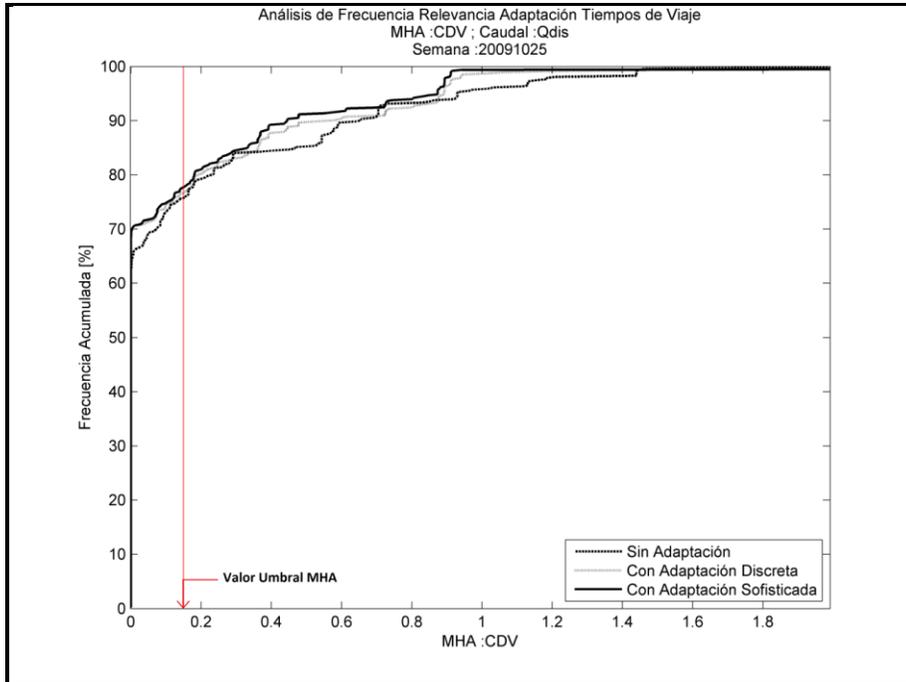


Figura B.15: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091025. MHA: CDV.

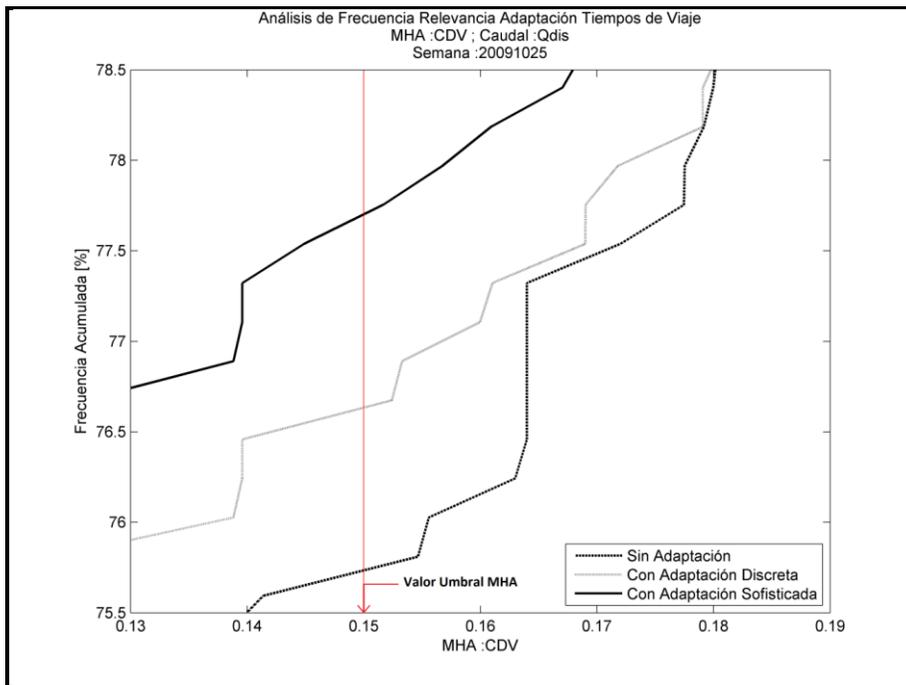


Figura B.16: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091025. MHA: CDV (Zoom).

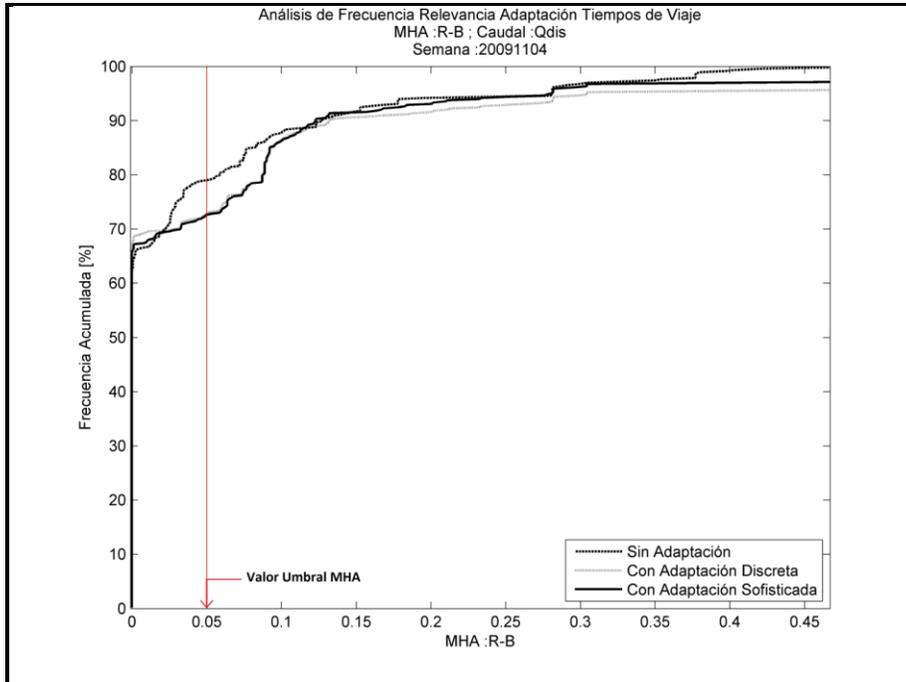


Figura B.17: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091104. MHA: R-B.

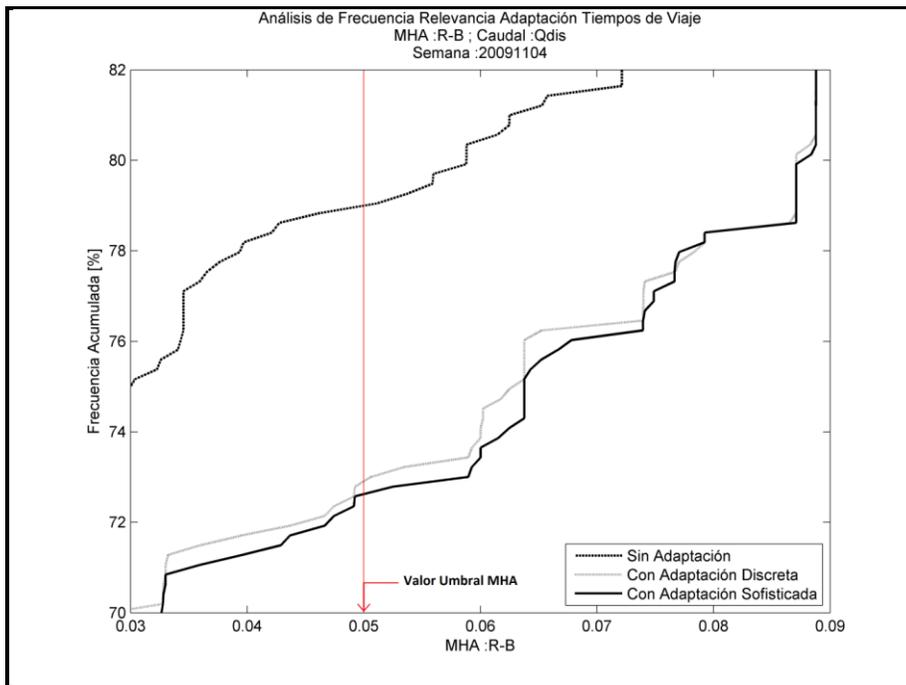


Figura B.18: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091104. MHA: R-B (Zoom).

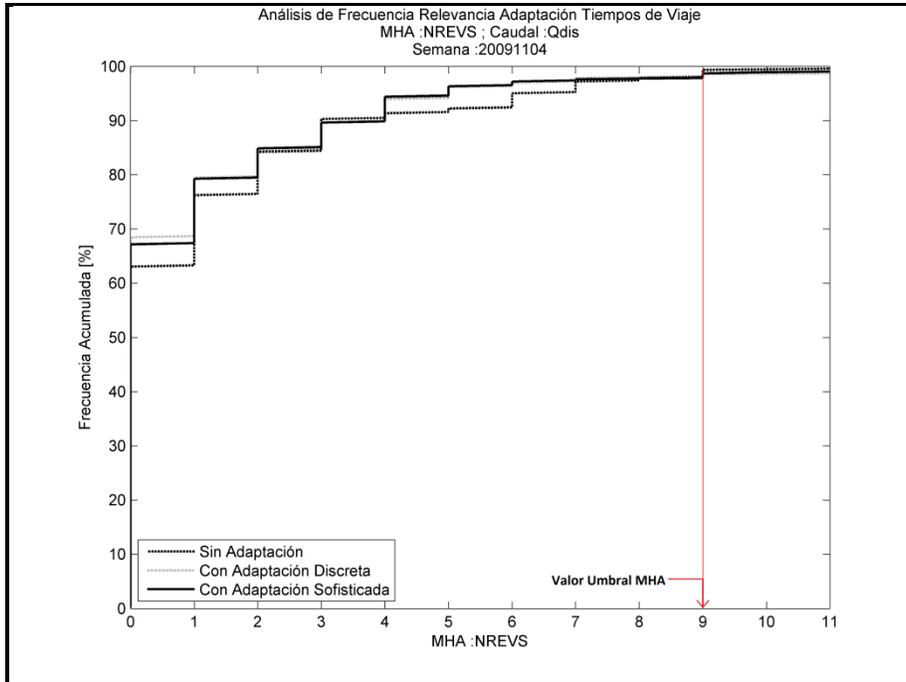


Figura B.19: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091104. MHA: NREVS.

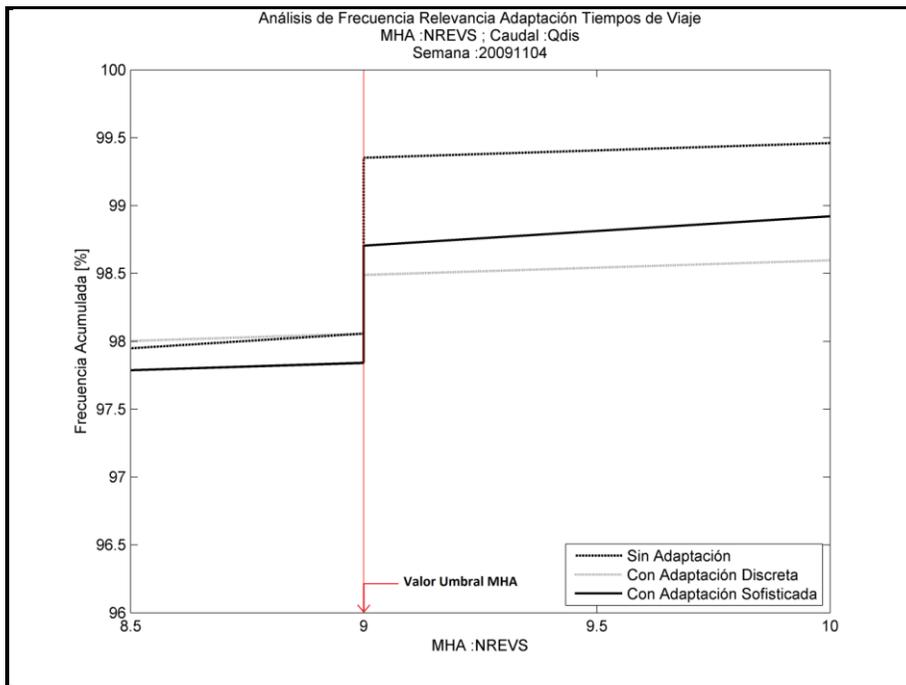


Figura B.20: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091104. MHA: NREVS (Zoom).

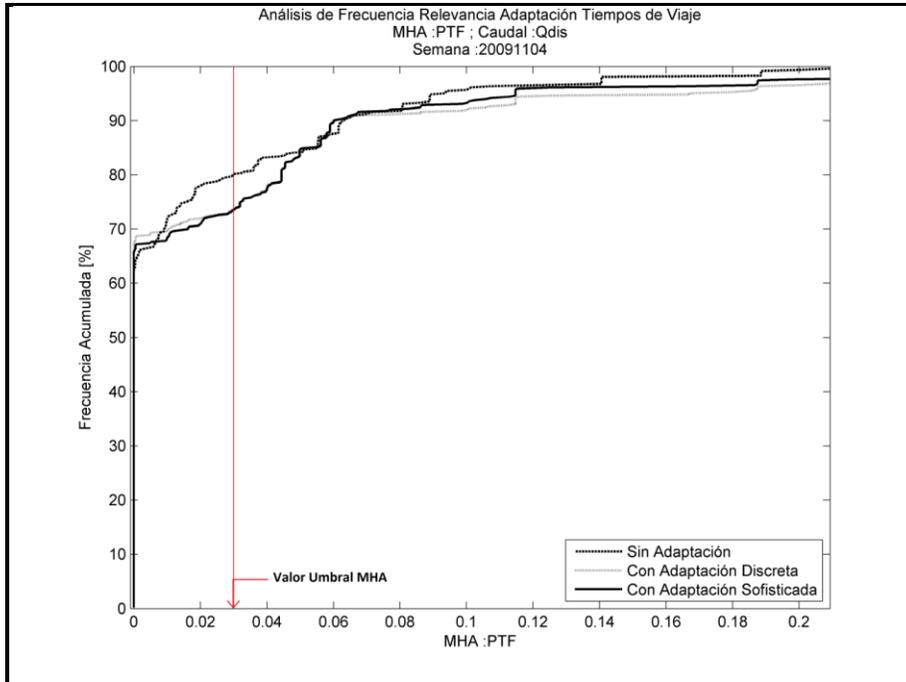


Figura B.21: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091104. MHA: PTF.

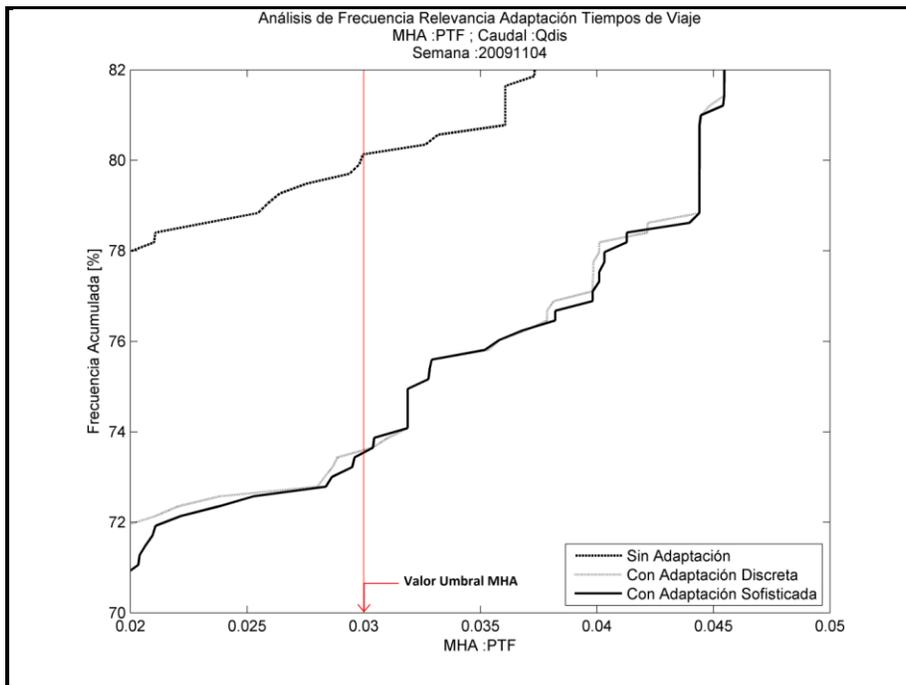


Figura B.22: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091104. MHA: PTF (Zoom).

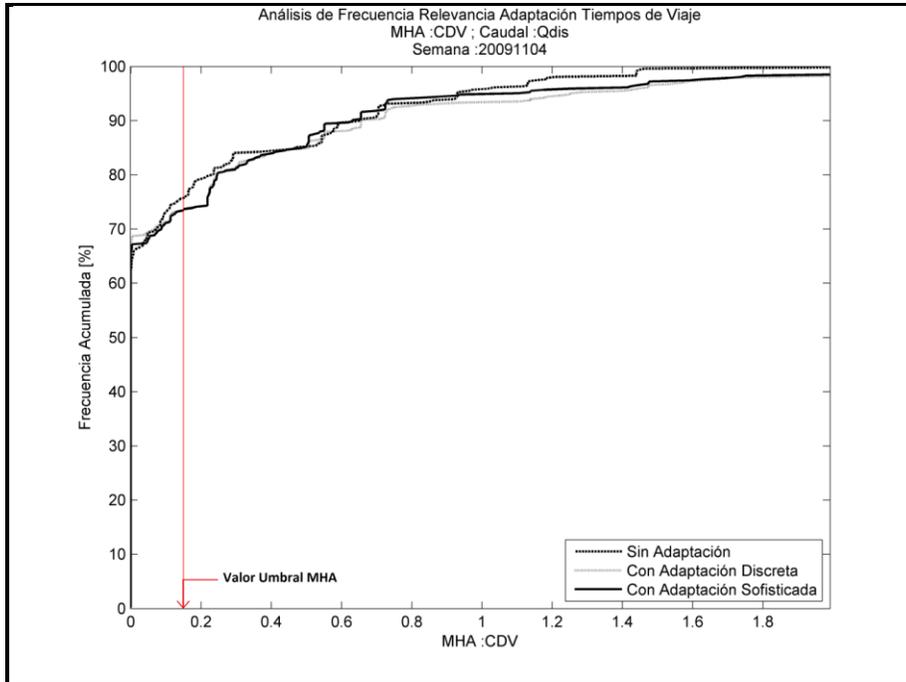


Figura B.23: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091104. MHA: CDV.

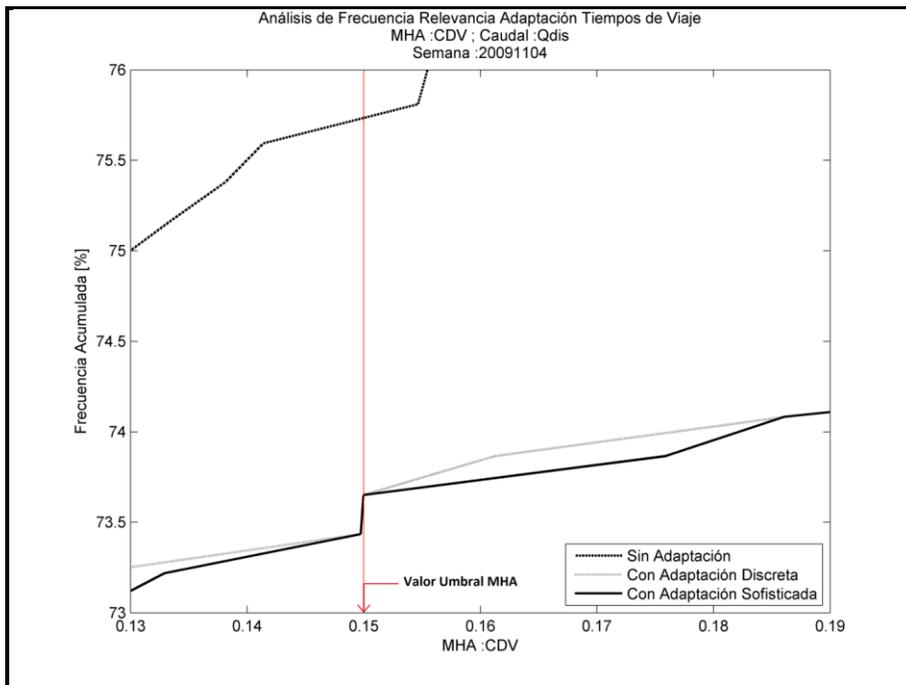


Figura B.24: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Semana: 20091104. MHA: CDV (Zoom).

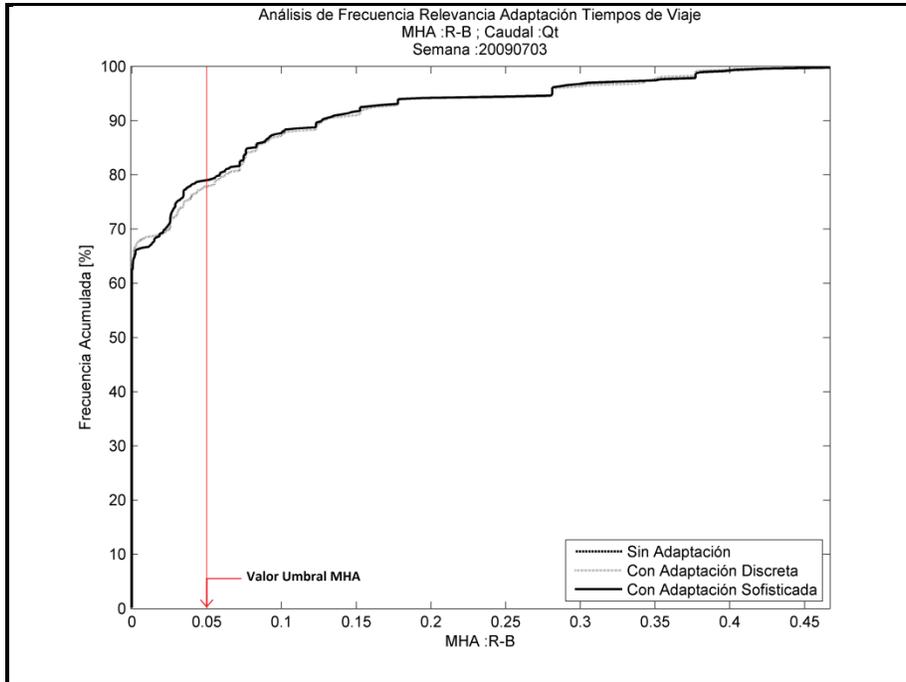


Figura B.25: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20090703. MHA: R-B.

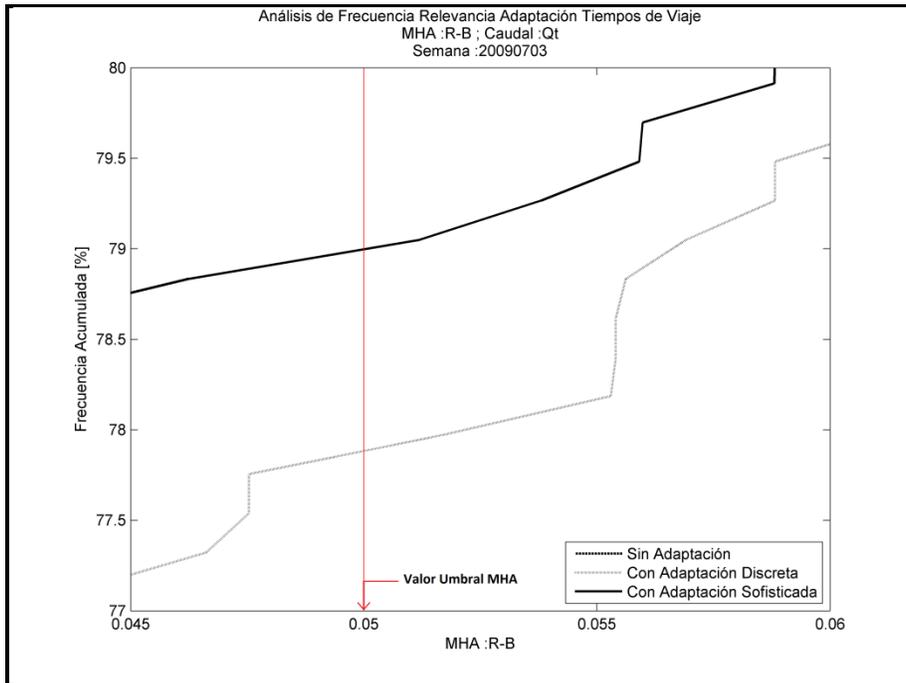


Figura B.26: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20090703. MHA: R-B (Zoom).

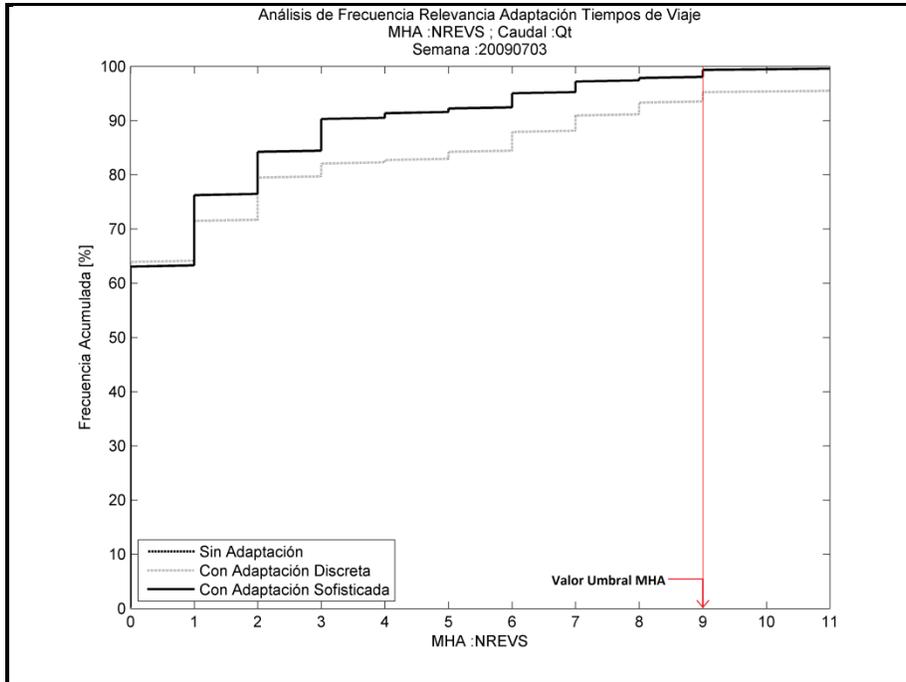


Figura B.27: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20090703. MHA: NREVS.

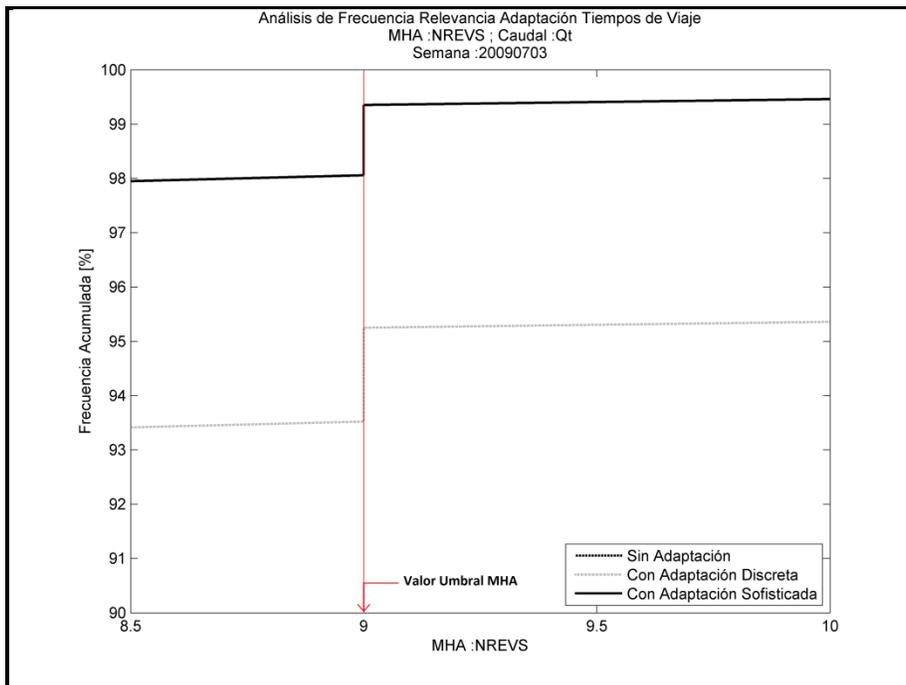


Figura B.28: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20090703. MHA: NREVS (Zoom).

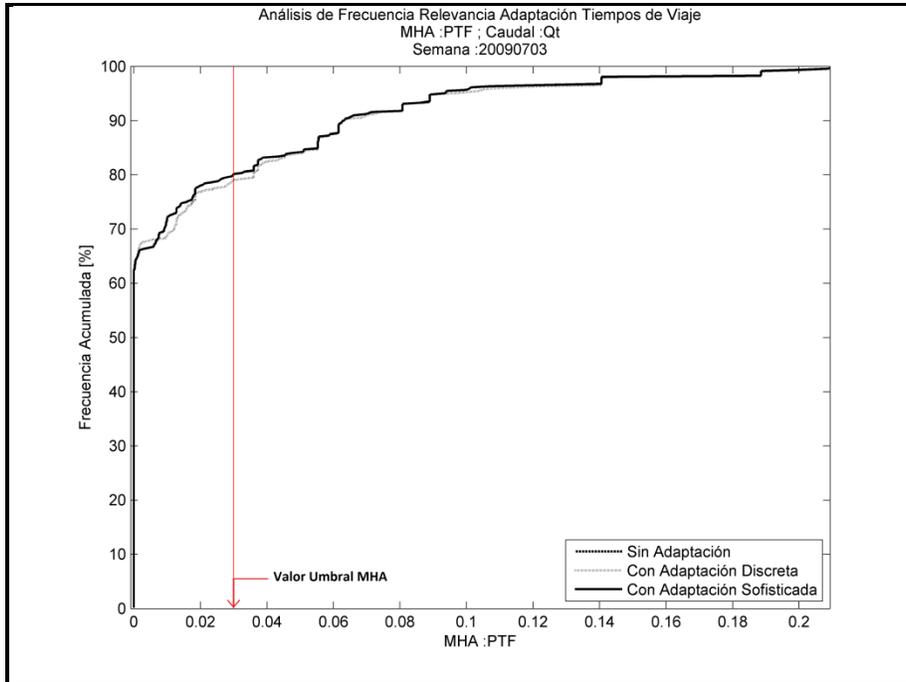


Figura B.29: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20090703. MHA: PTF.

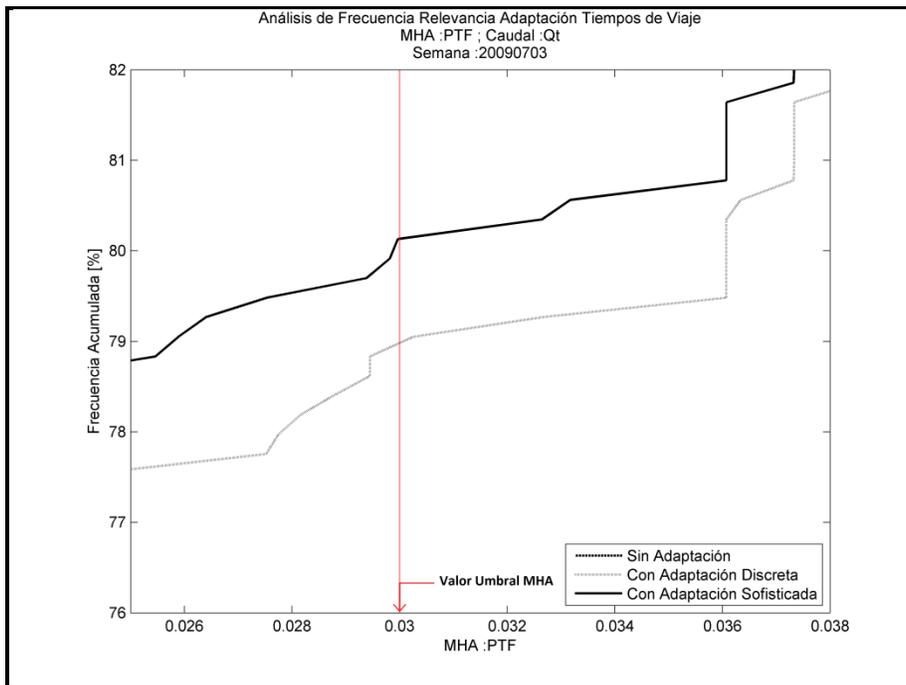


Figura B.30: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20090703. MHA: PTF (Zoom).

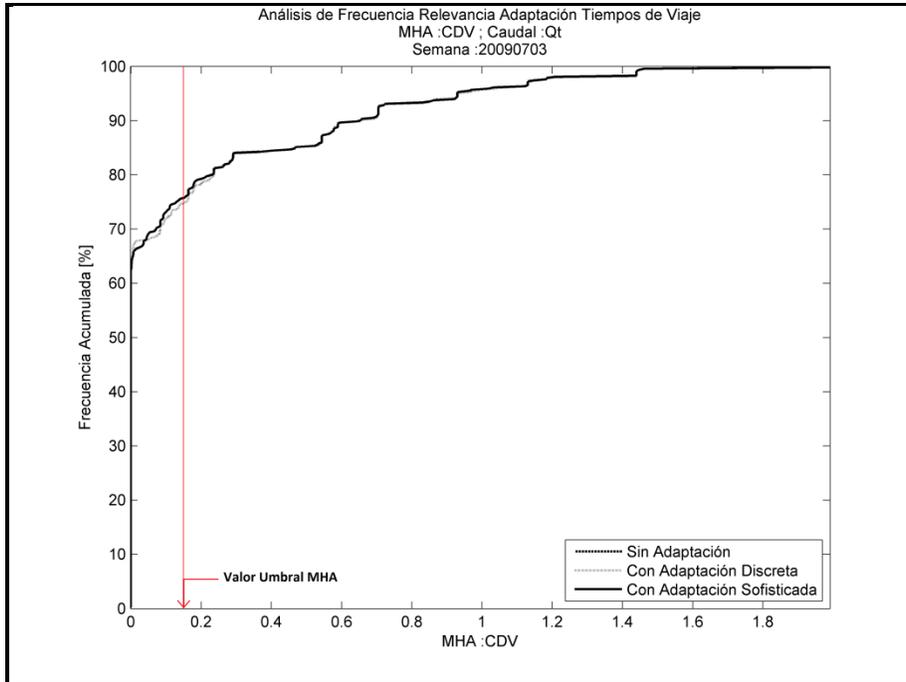


Figura B.31: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20090703. MHA: CDV.

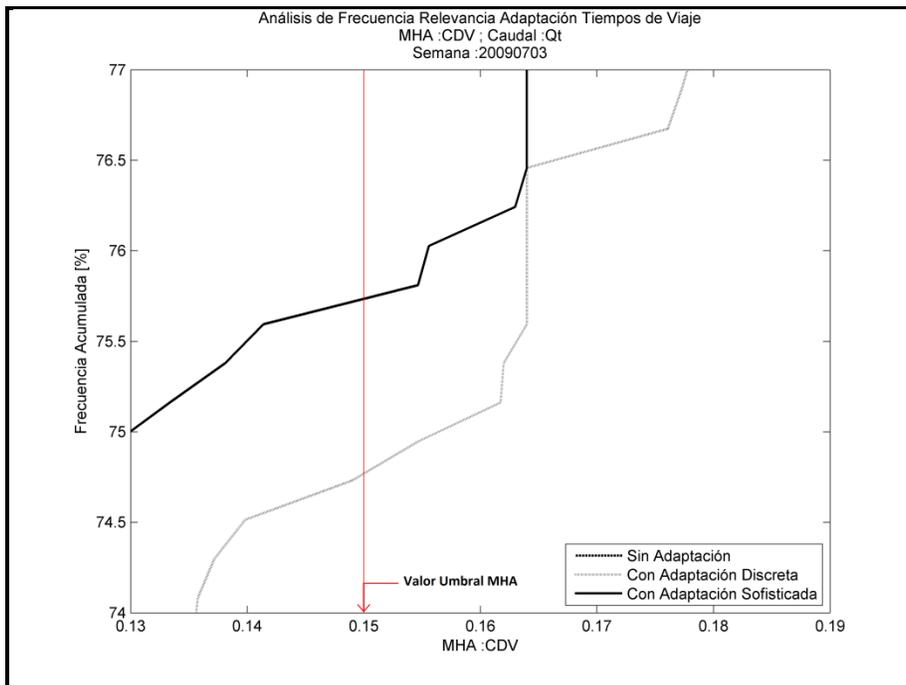


Figura B.32: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20090703. MHA: CDV (Zoom).

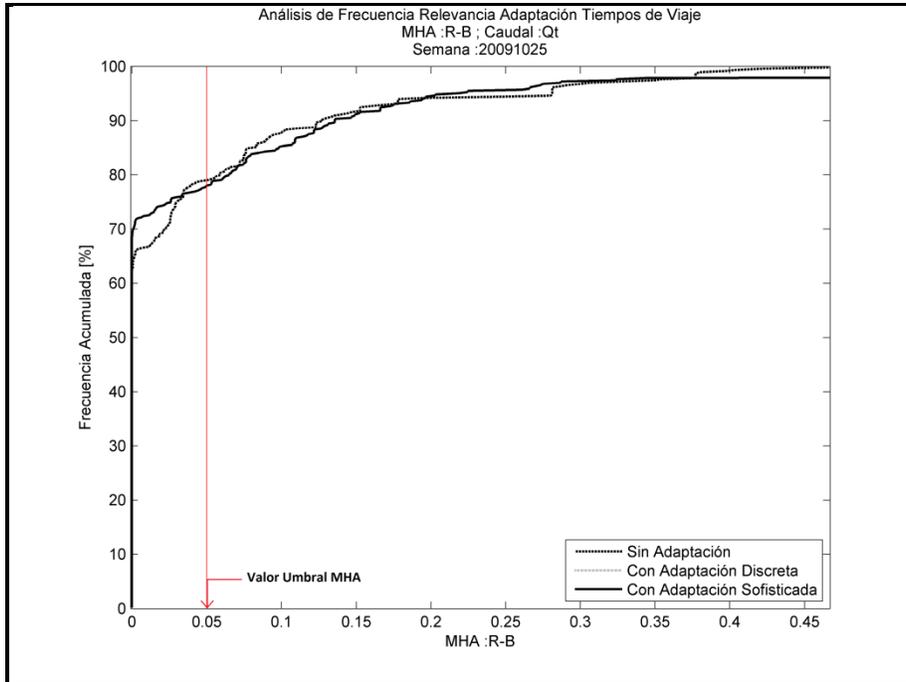


Figura B.33: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091025. MHA: R-B.

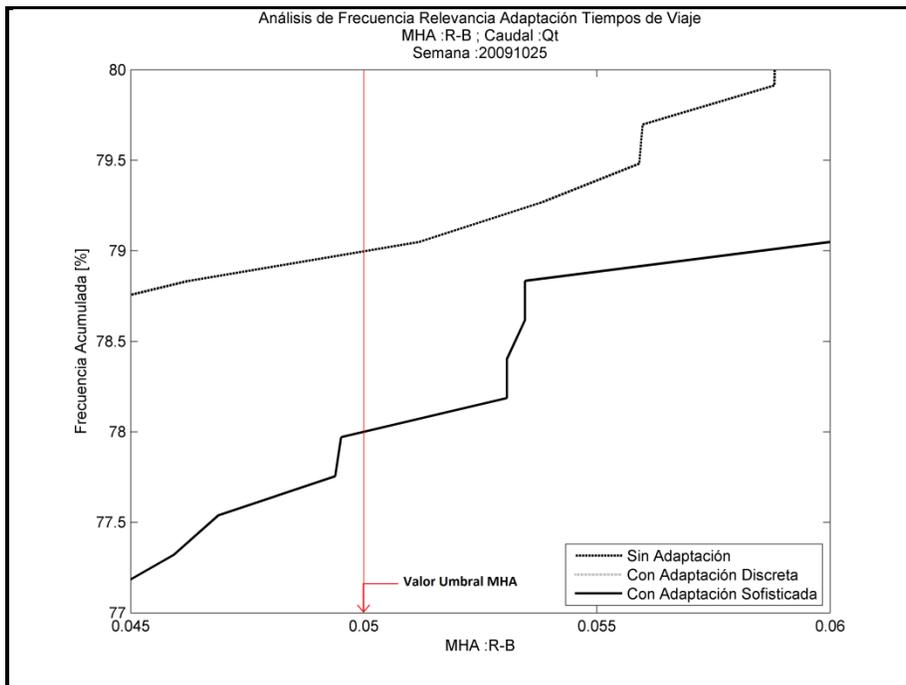


Figura B.34: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091025. MHA: R-B (Zoom).

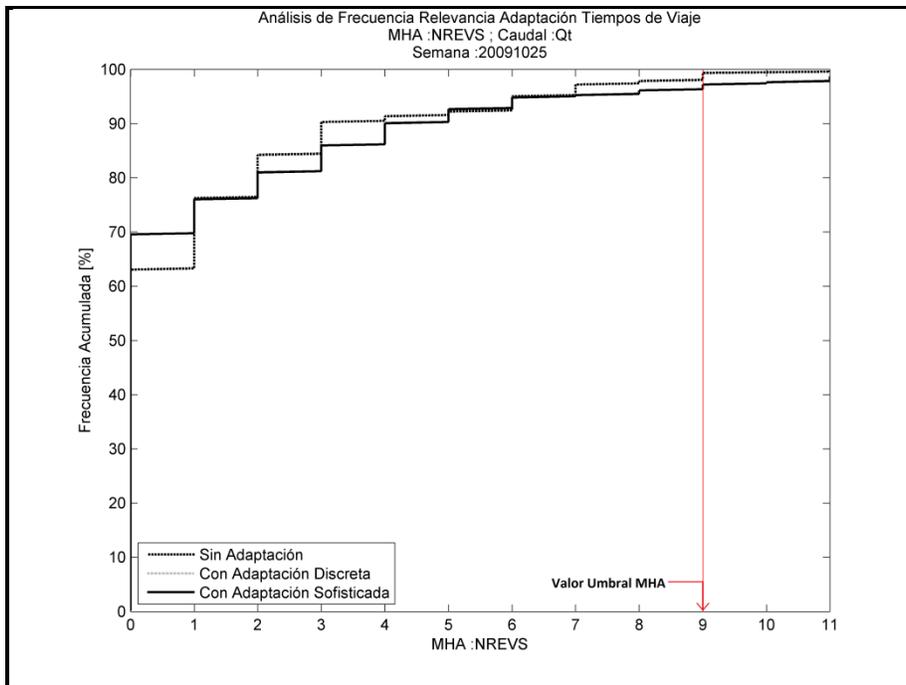


Figura B.35: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091025. MHA: NREVS.

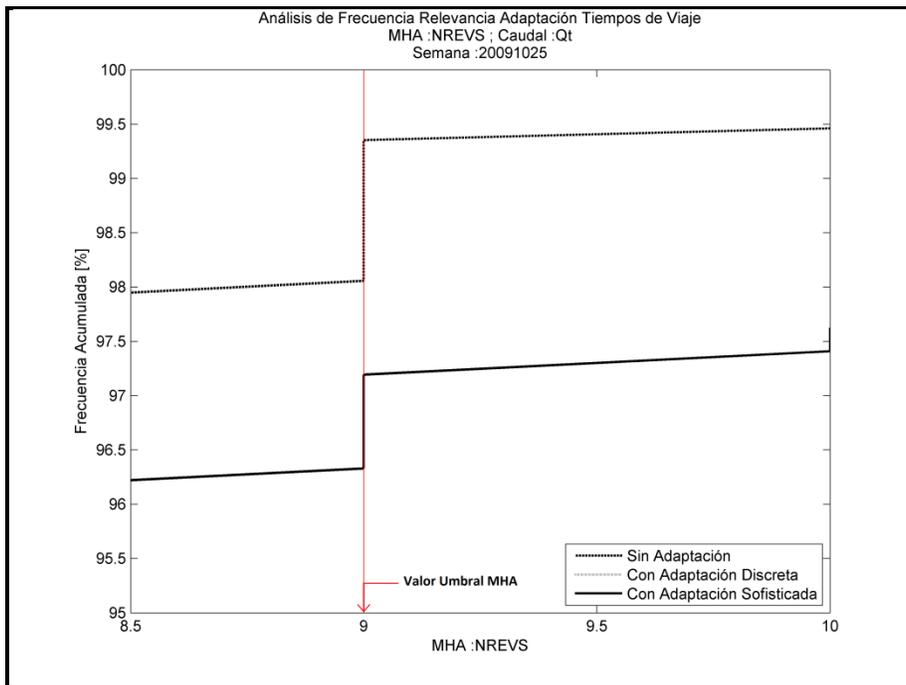


Figura B.36: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091025. MHA: NREVS (Zoom).

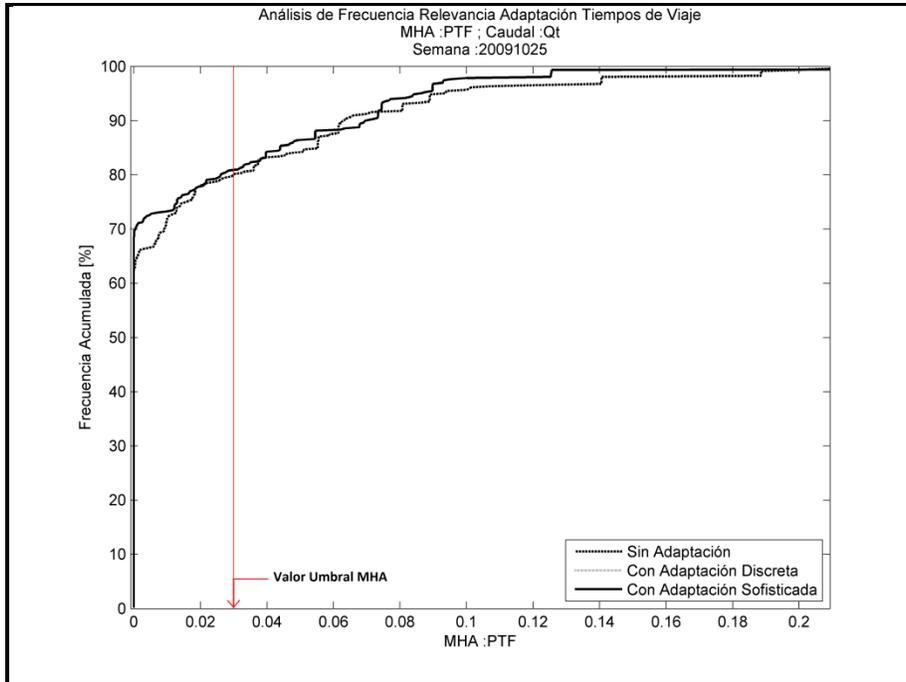


Figura B.37: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091025. MHA: PTF.

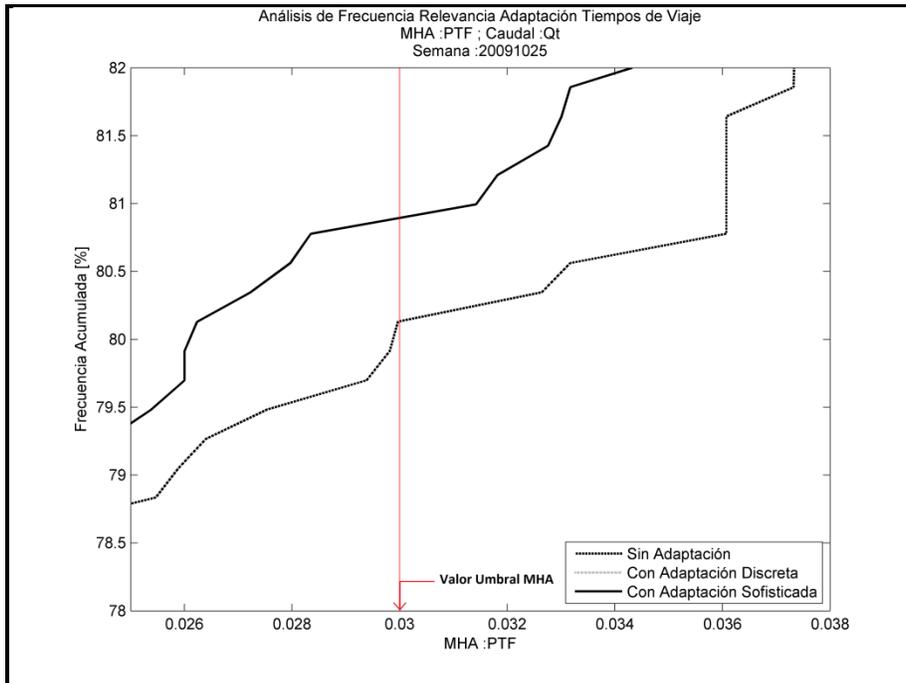


Figura B.38: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091025. MHA: PTF (Zoom).

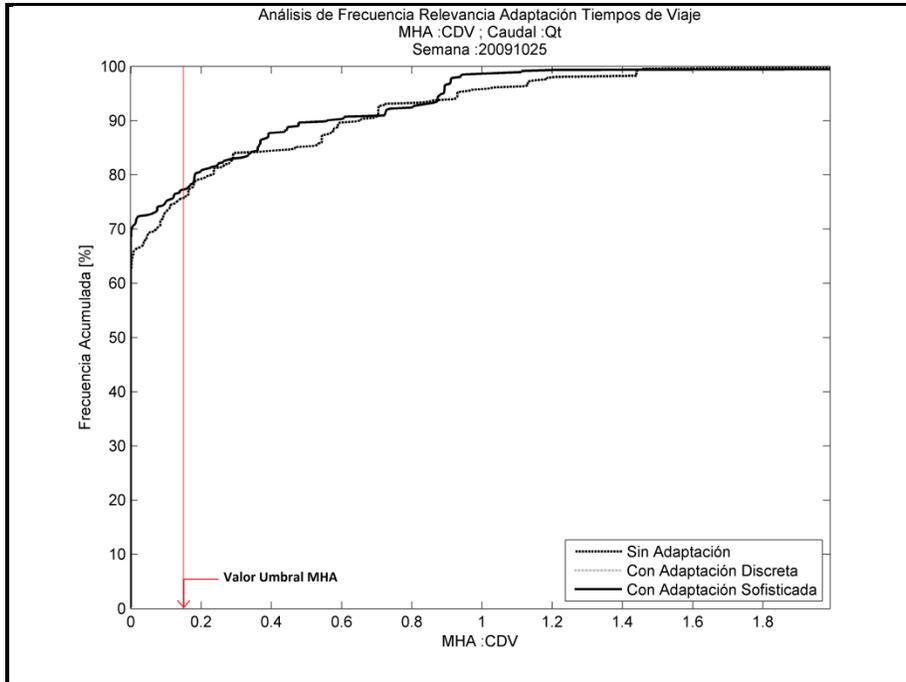


Figura B.39: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091025. MHA: CDV.

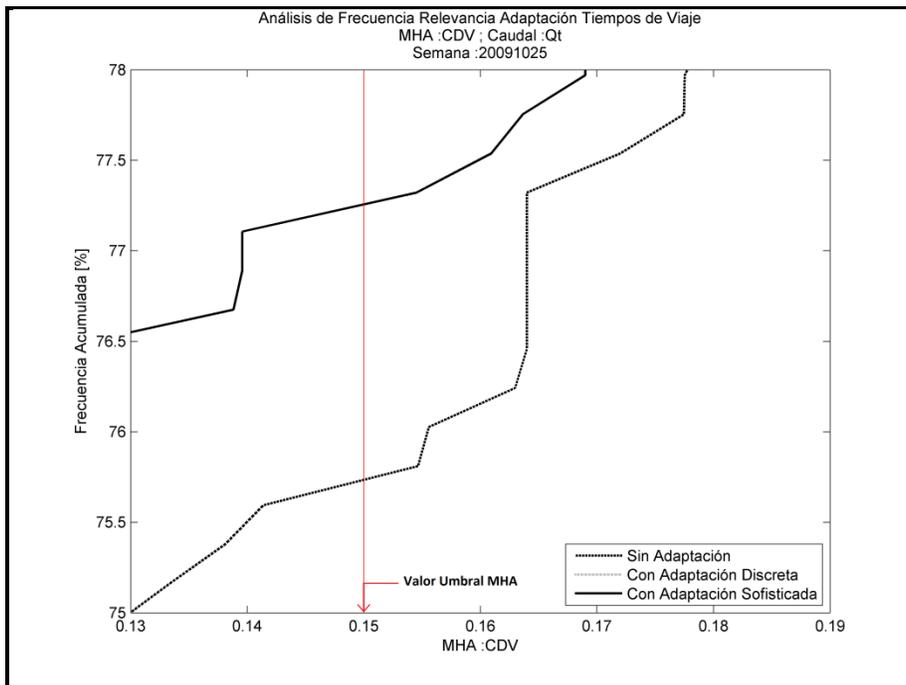


Figura B.40: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091025. MHA: CDV (Zoom).

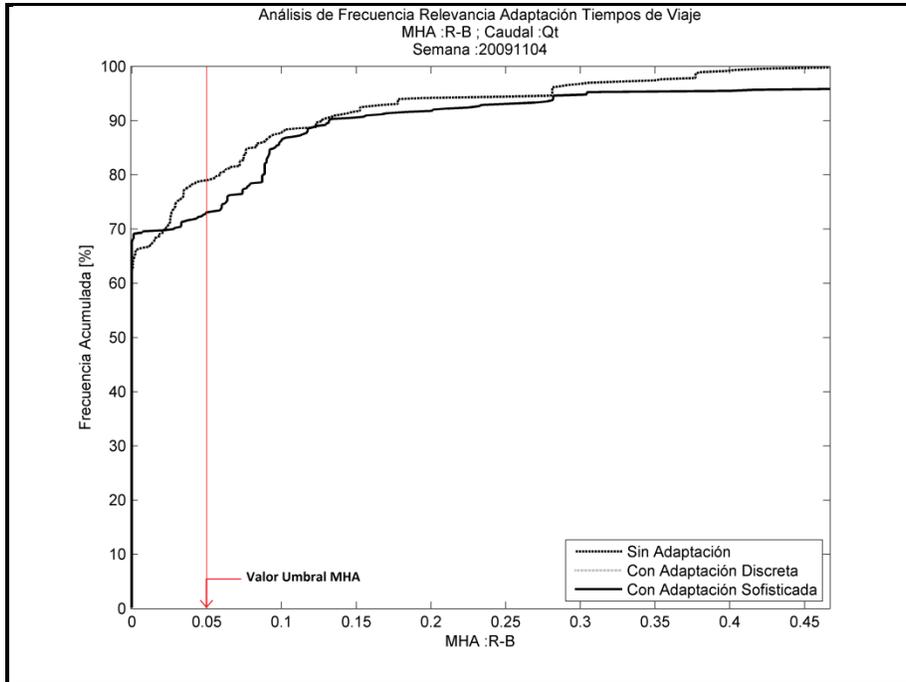


Figura B.41: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091104. MHA: R-B.

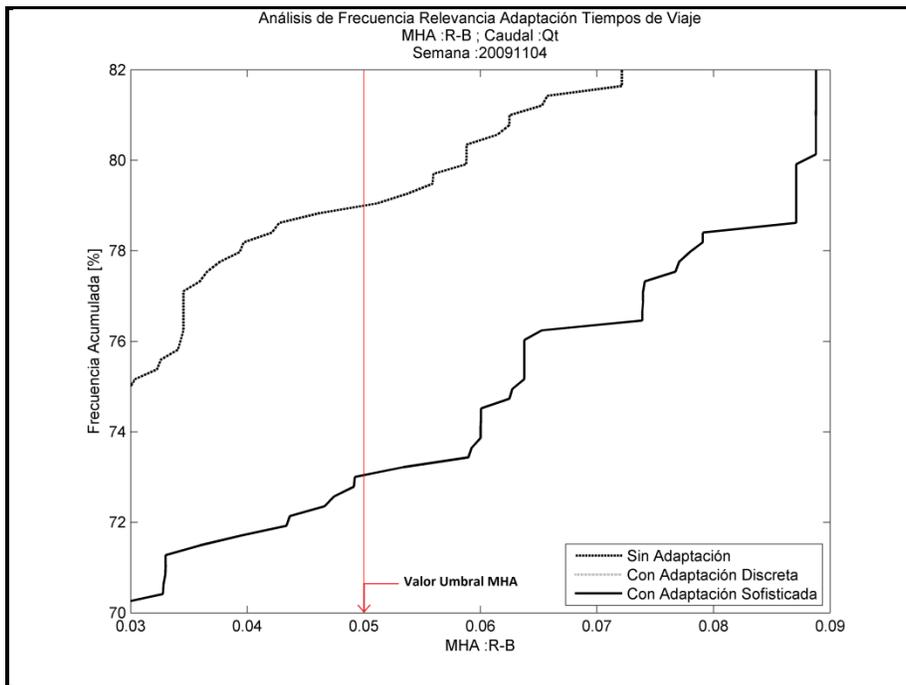


Figura B.42: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091104. MHA: R-B (Zoom).

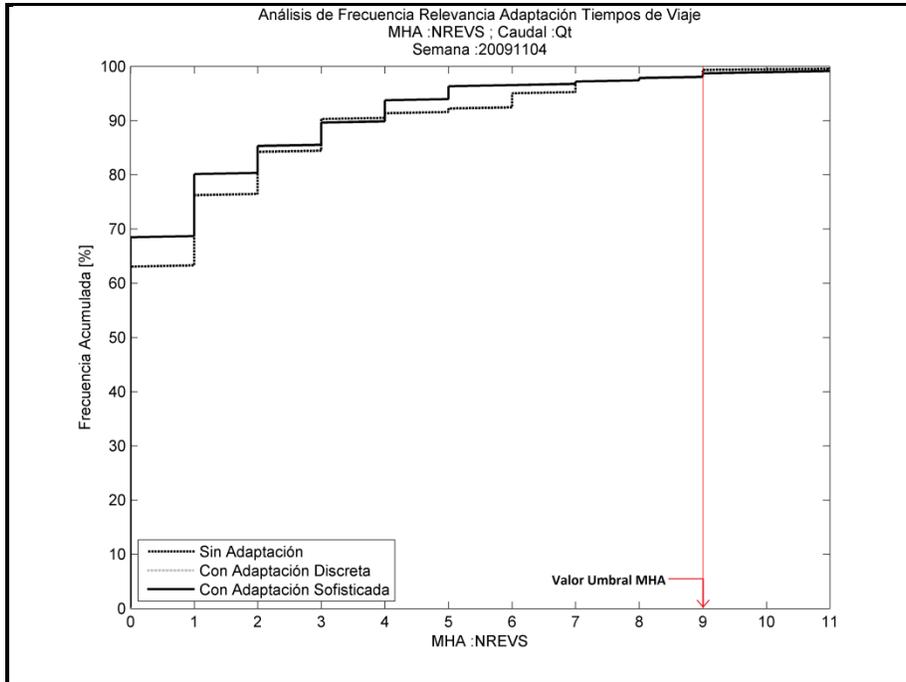


Figura B.43: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091104. MHA: NREVS.

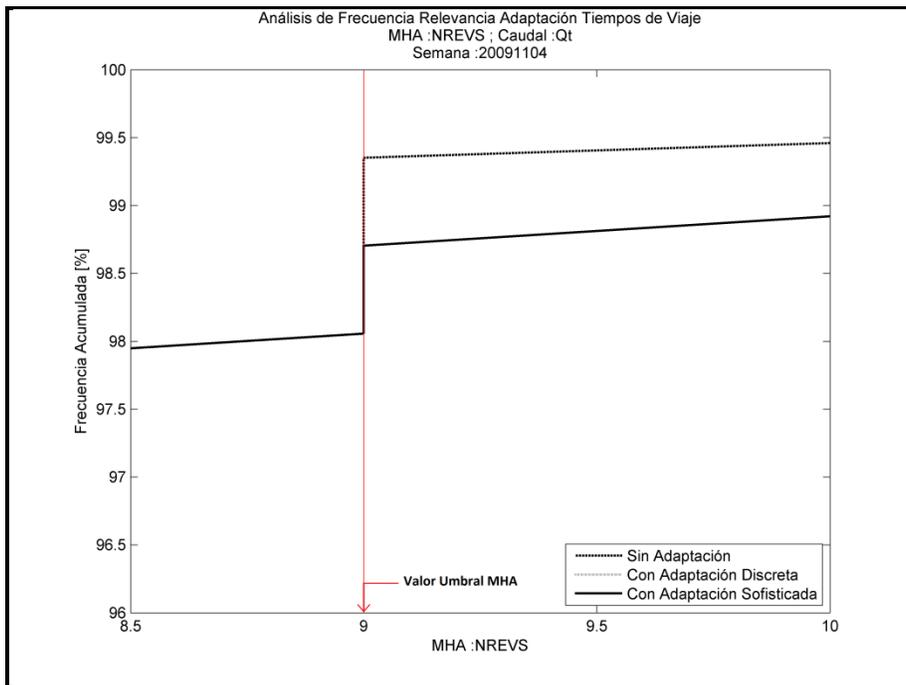


Figura B.44: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091104. MHA: NREVS (Zoom).

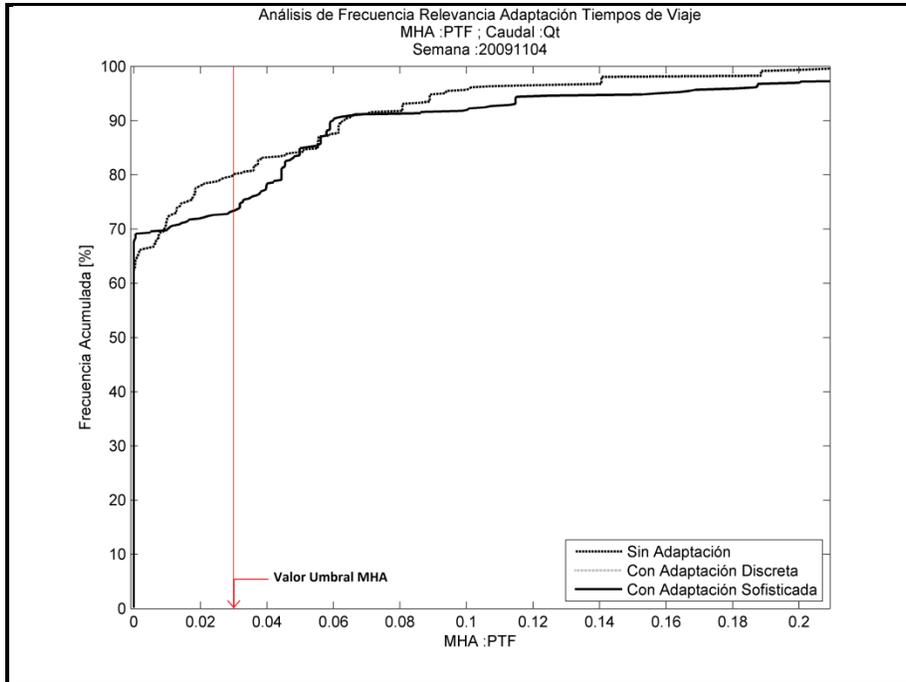


Figura B.45: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091104. MHA: PTF.

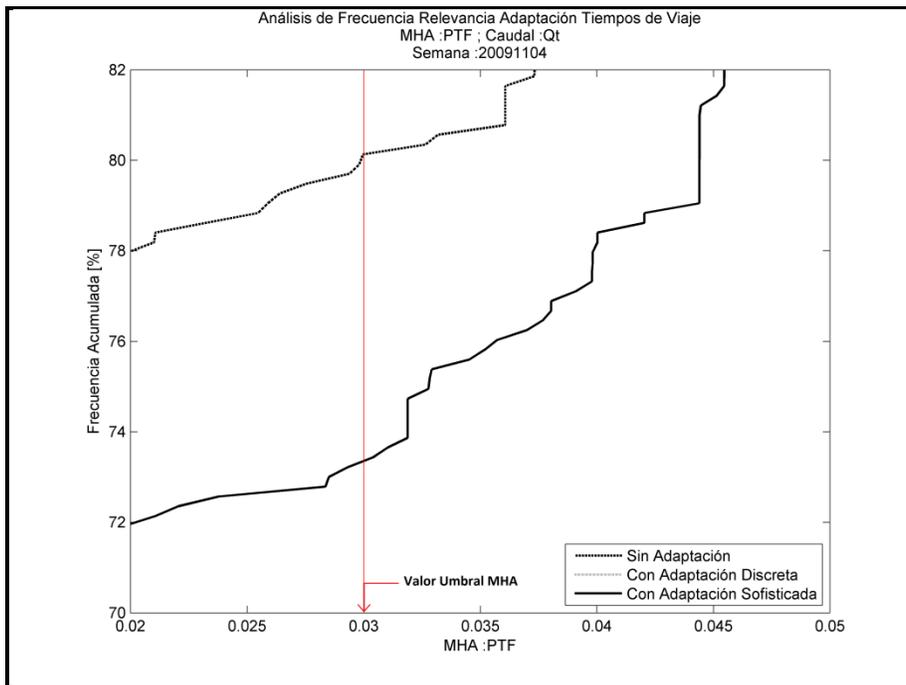


Figura B.46: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091104. MHA: PTF (Zoom).

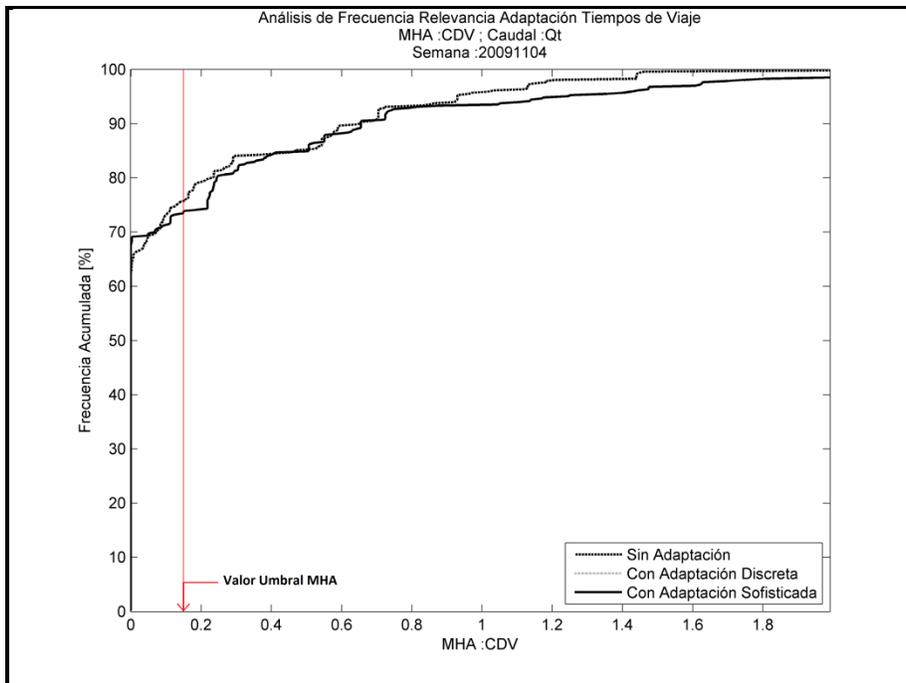


Figura B.47: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091104. MHA: CDV.

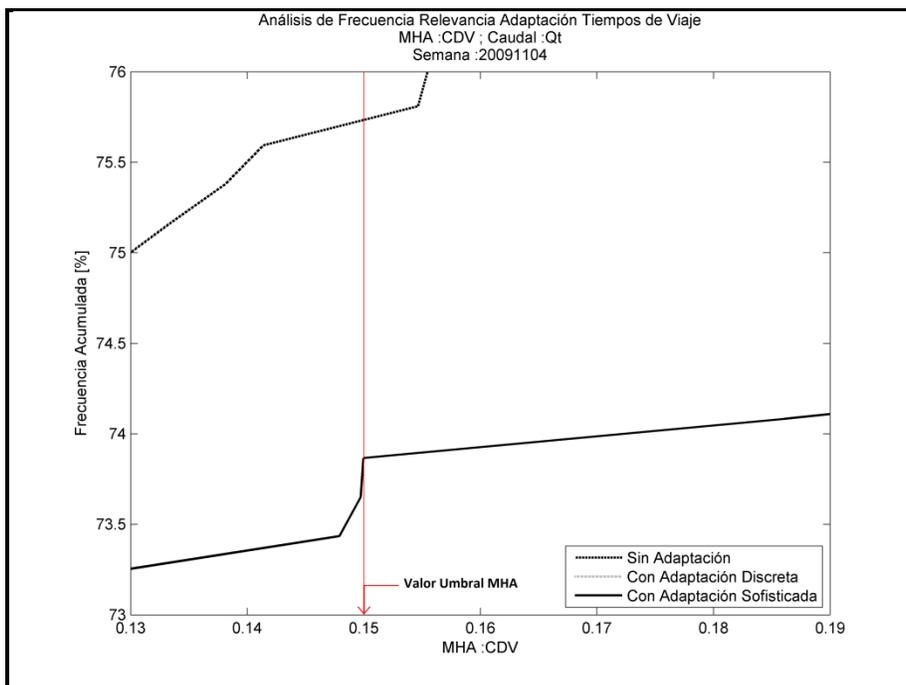


Figura B.48: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Semana: 20091104. MHA: CDV (Zoom).

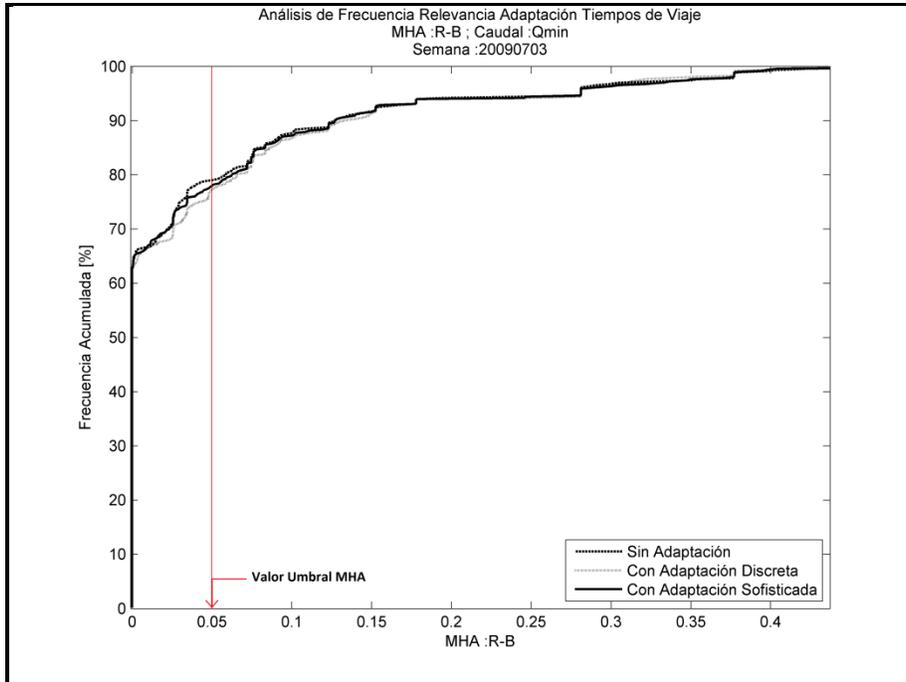


Figura B.49: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20090703. MHA: R-B.

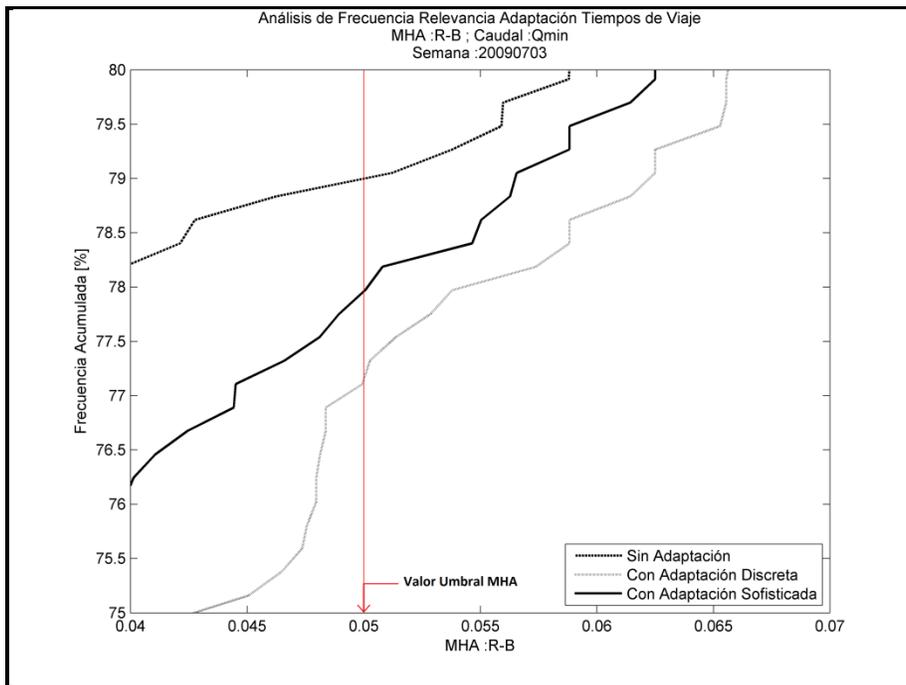


Figura B.50: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20090703. MHA: R-B (Zoom).

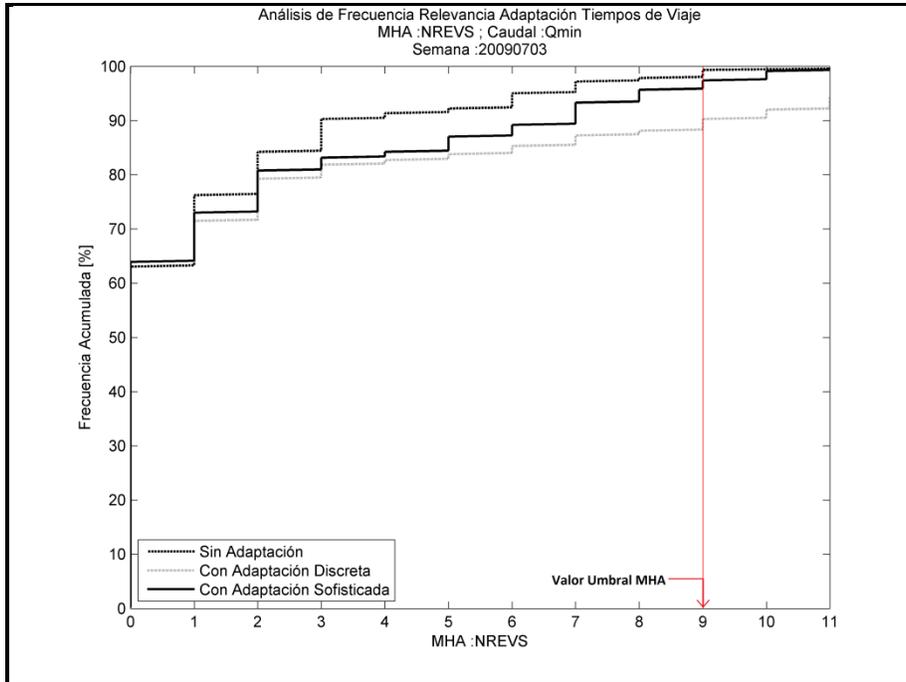


Figura B.51: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20090703. MHA: NREVS.

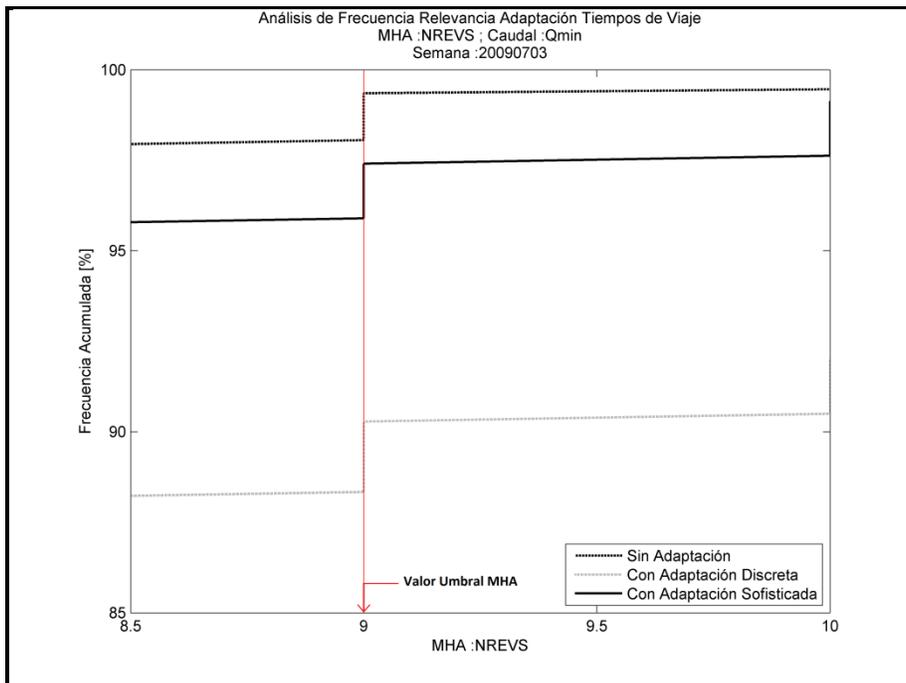


Figura B.52: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20090703. MHA: NREVS (Zoom).

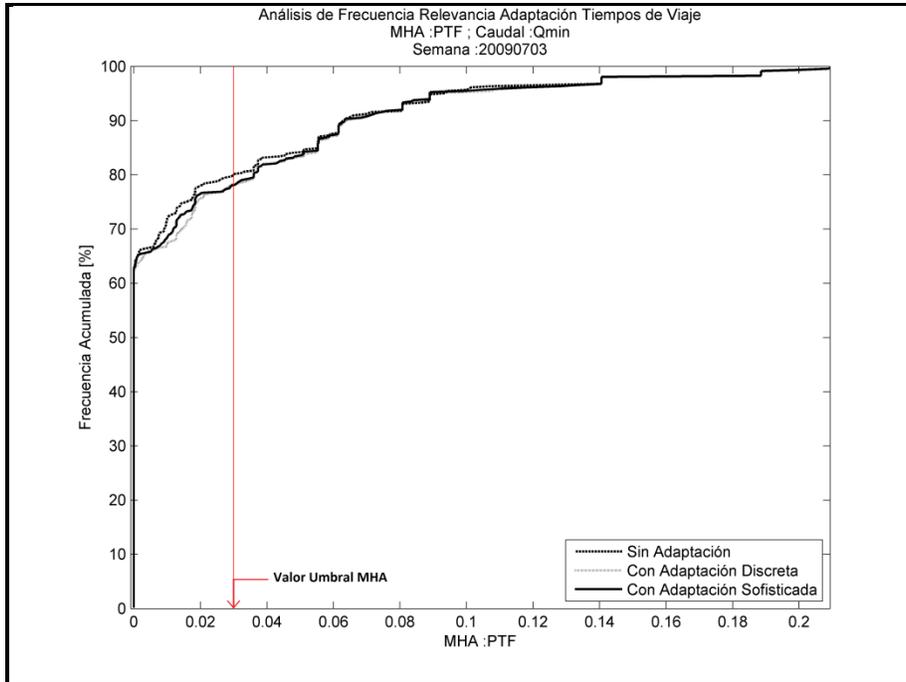


Figura B.53: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20090703. MHA: PTF.

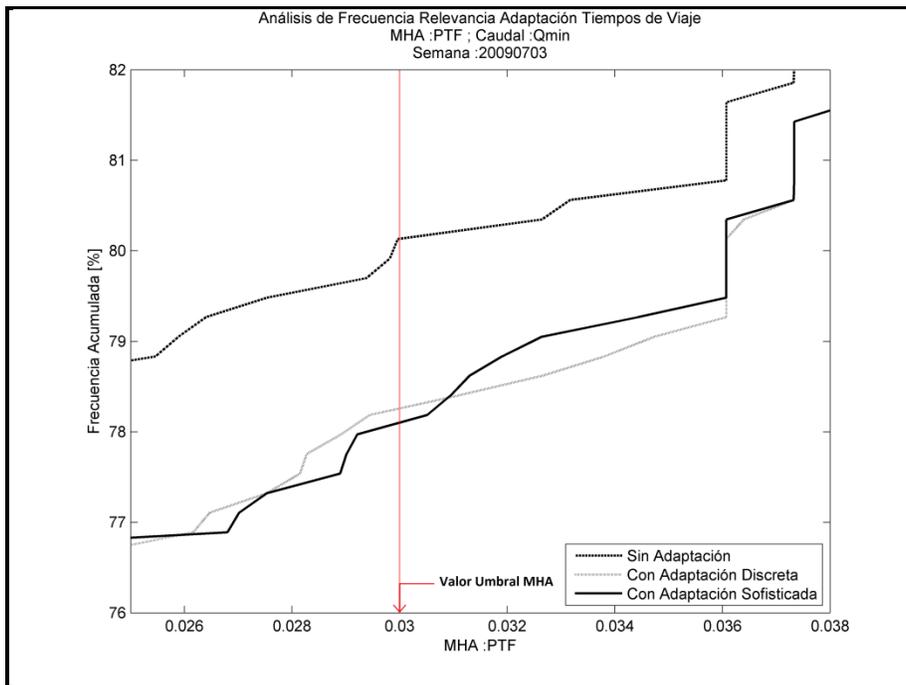


Figura B.54: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20090703. MHA: PTF (Zoom).

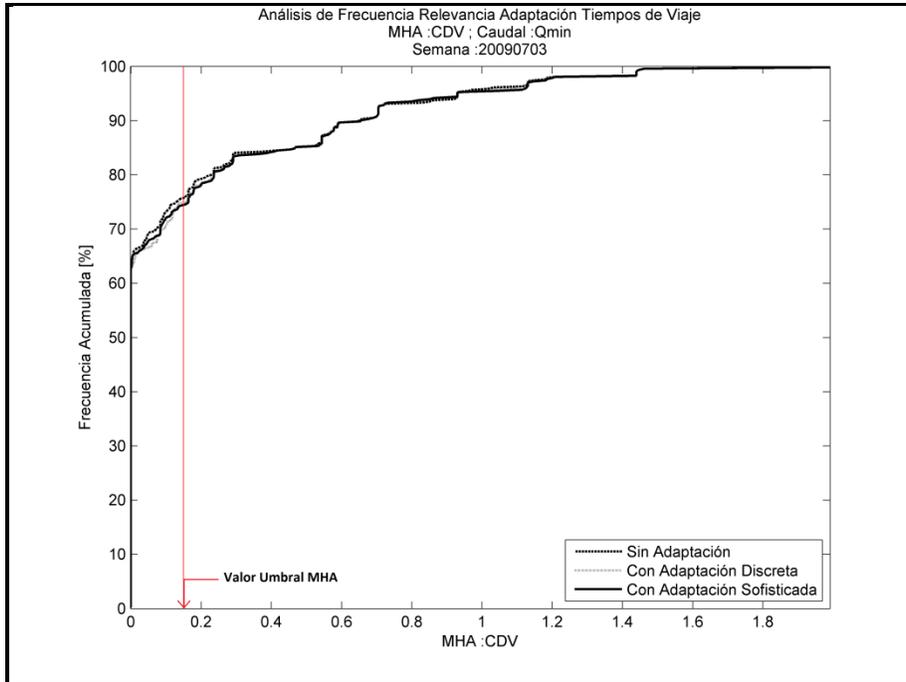


Figura B.55: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20090703. MHA: CDV.

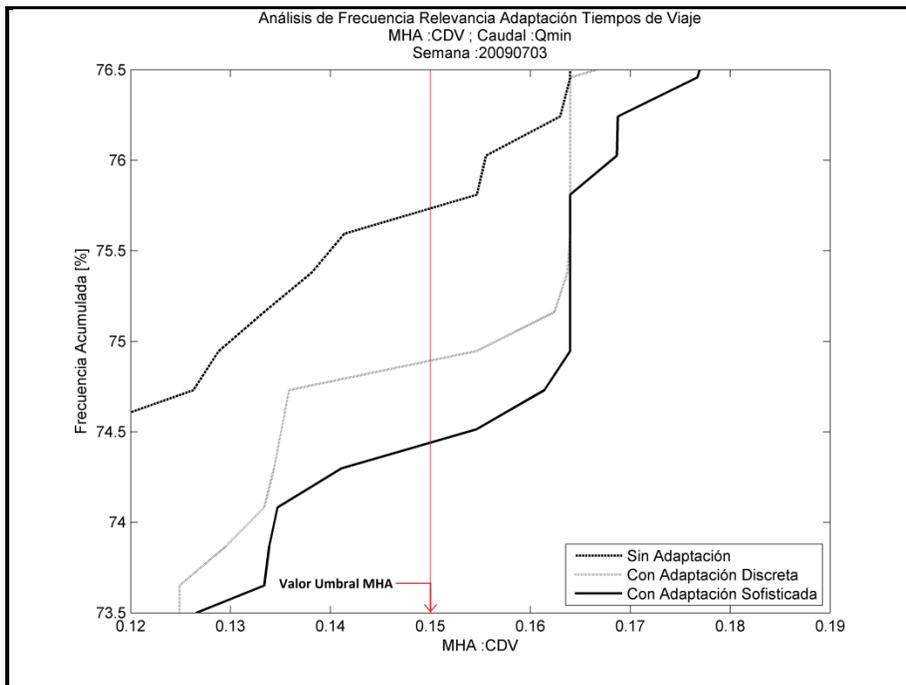


Figura B.56: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20090703. MHA: CDV (Zoom).

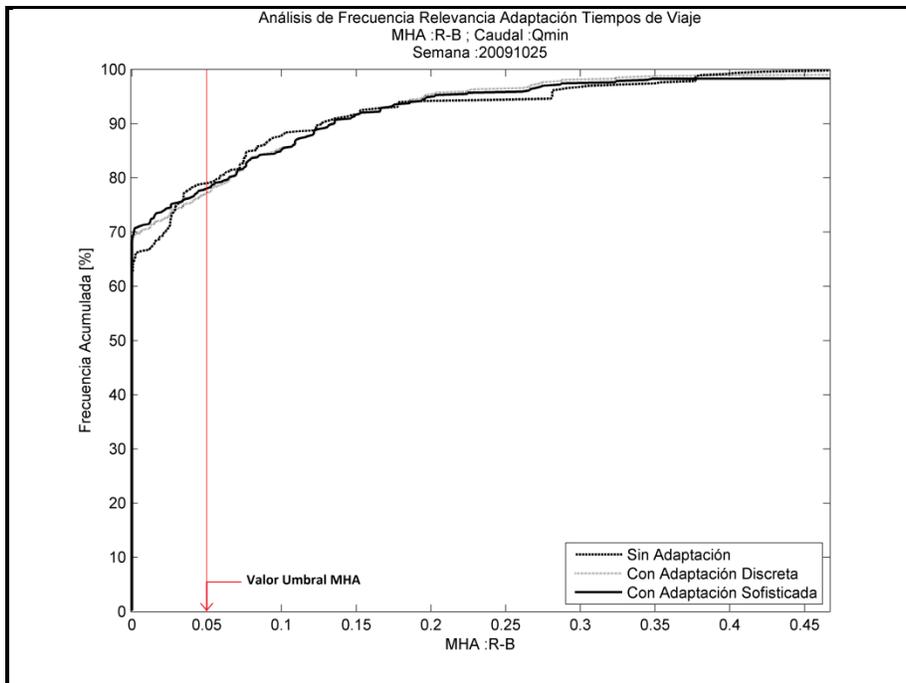


Figura B.57: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091025. MHA: R-B.

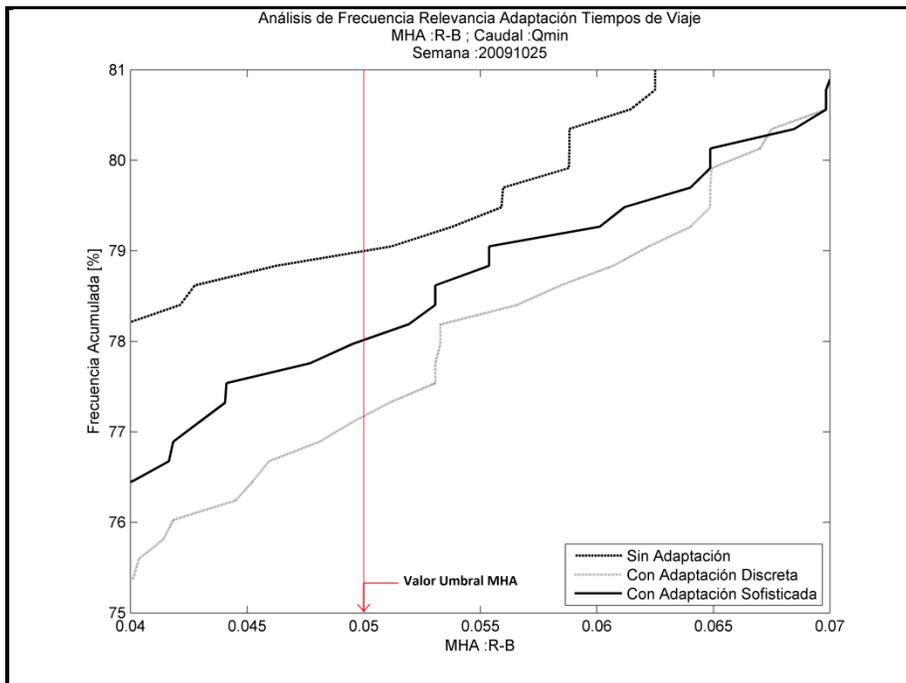


Figura B.58: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091025. MHA: R-B (Zoom).

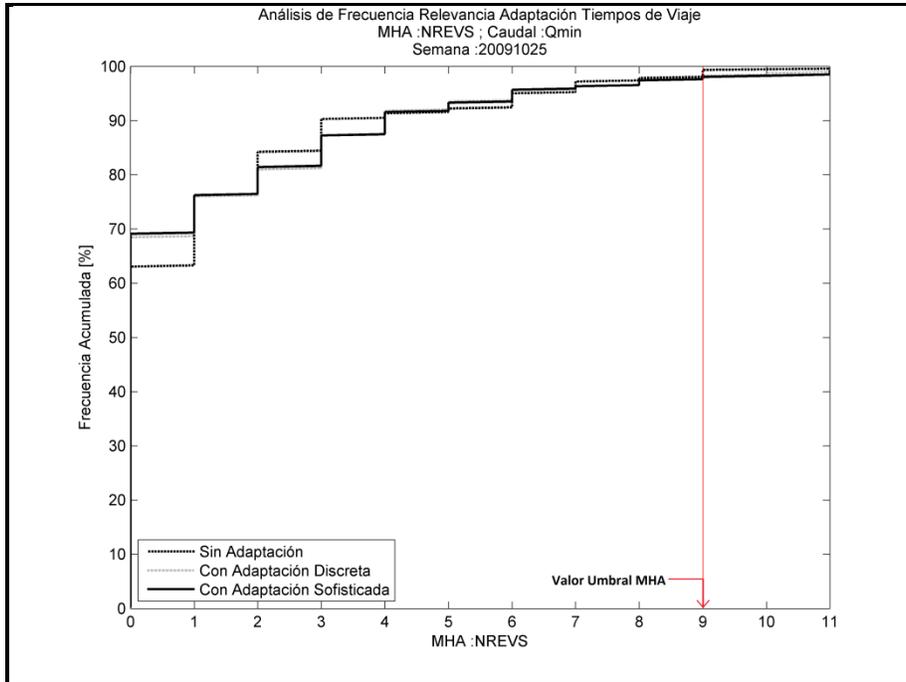


Figura B.59: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091025. MHA: NREVS.

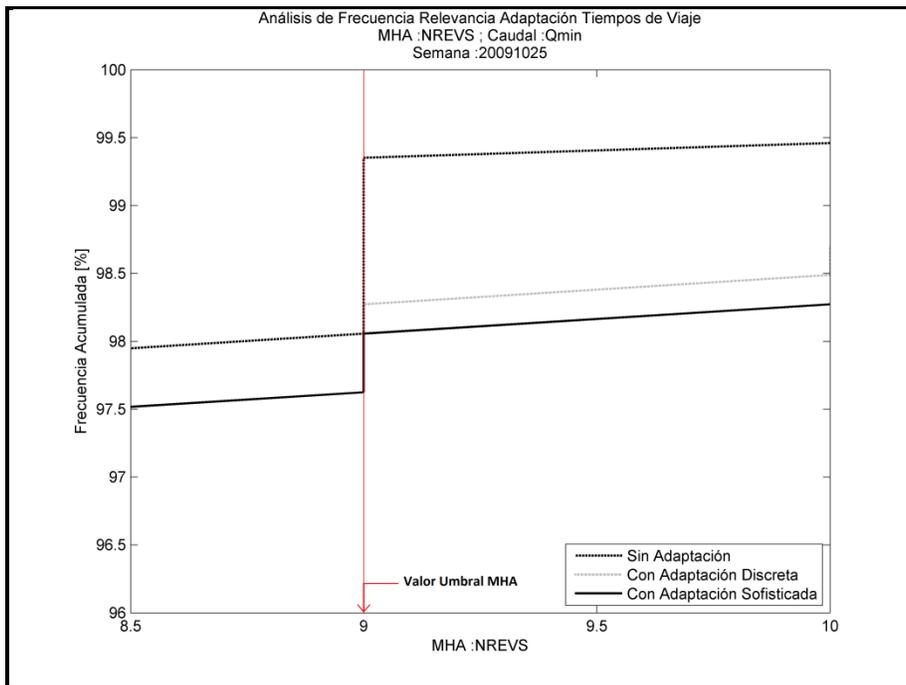


Figura B.60: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091025. MHA: NREVS (Zoom).

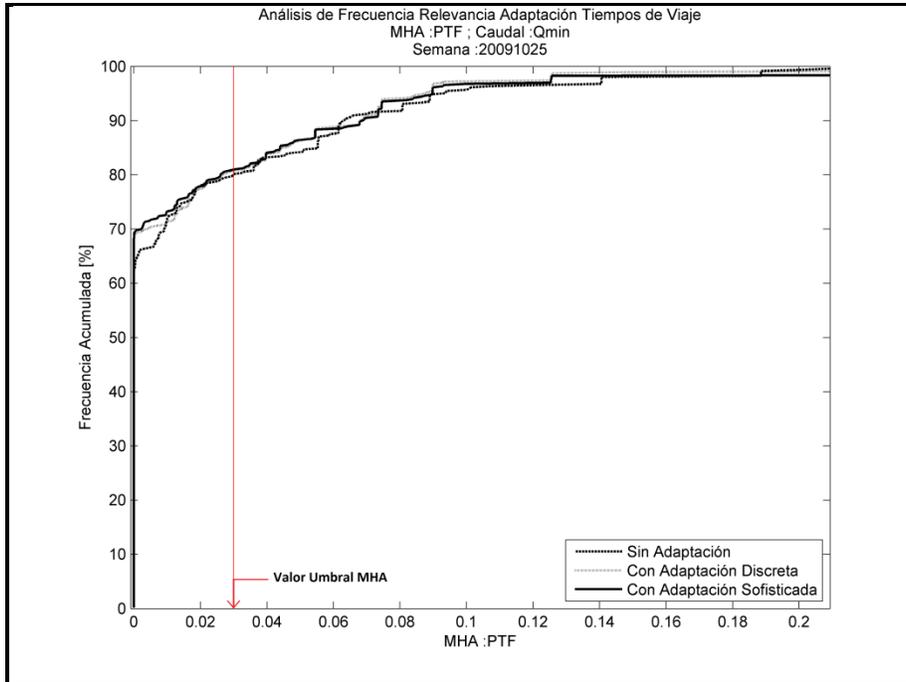


Figura B.61: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091025. MHA: PTF.

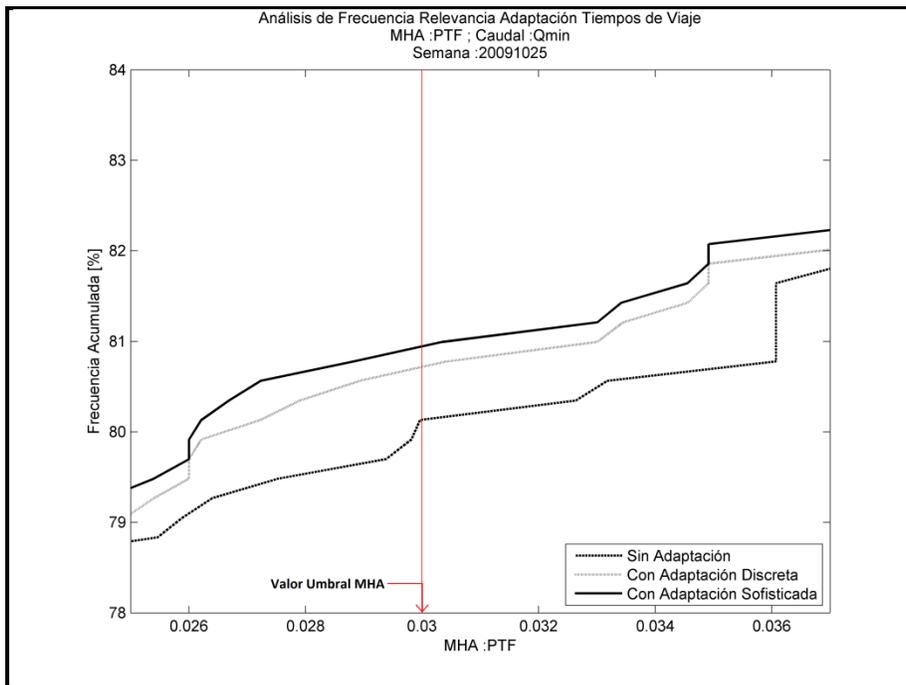


Figura B.62: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091025. MHA: PTF (Zoom).

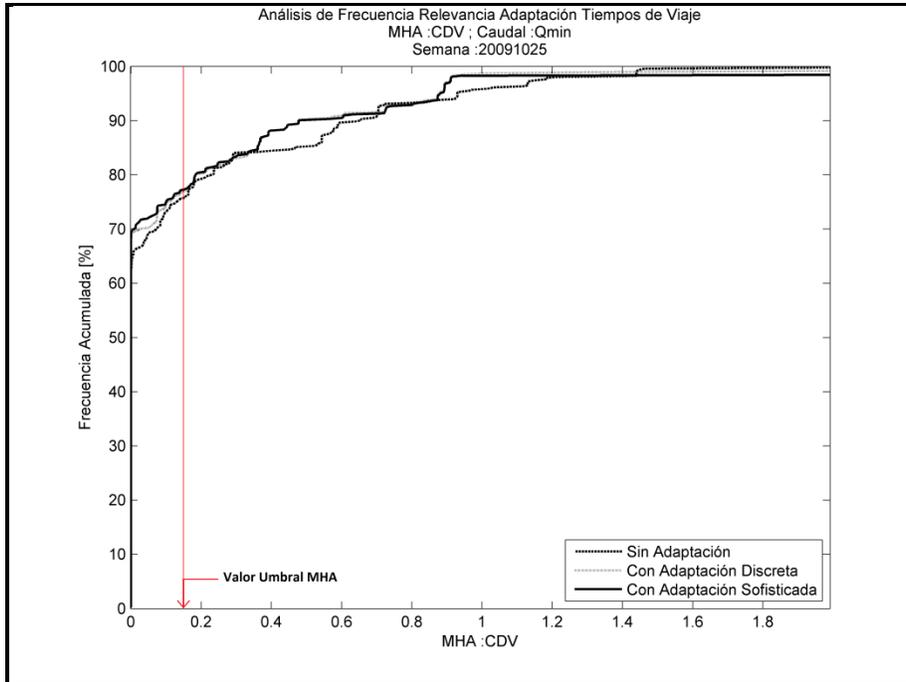


Figura B.63: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091025. MHA: CDV.

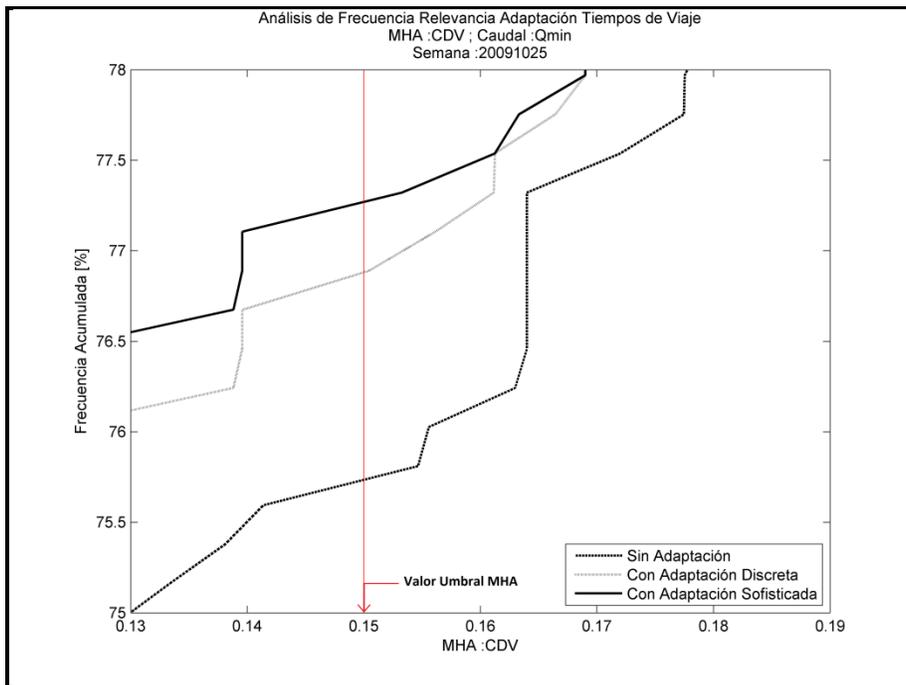


Figura B.64: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091025. MHA: CDV (Zoom).

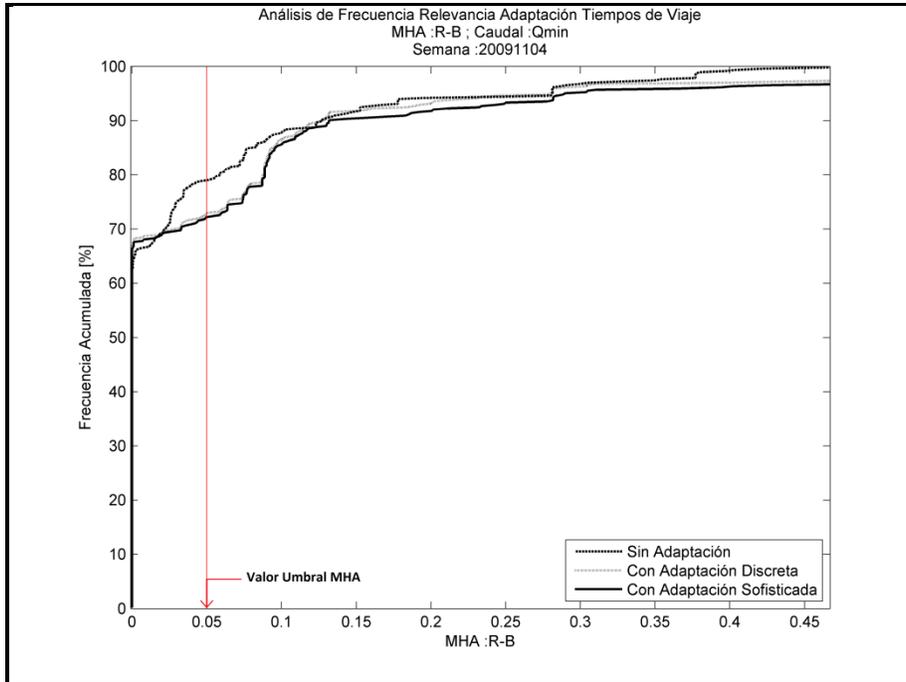


Figura B.65: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: R-B.

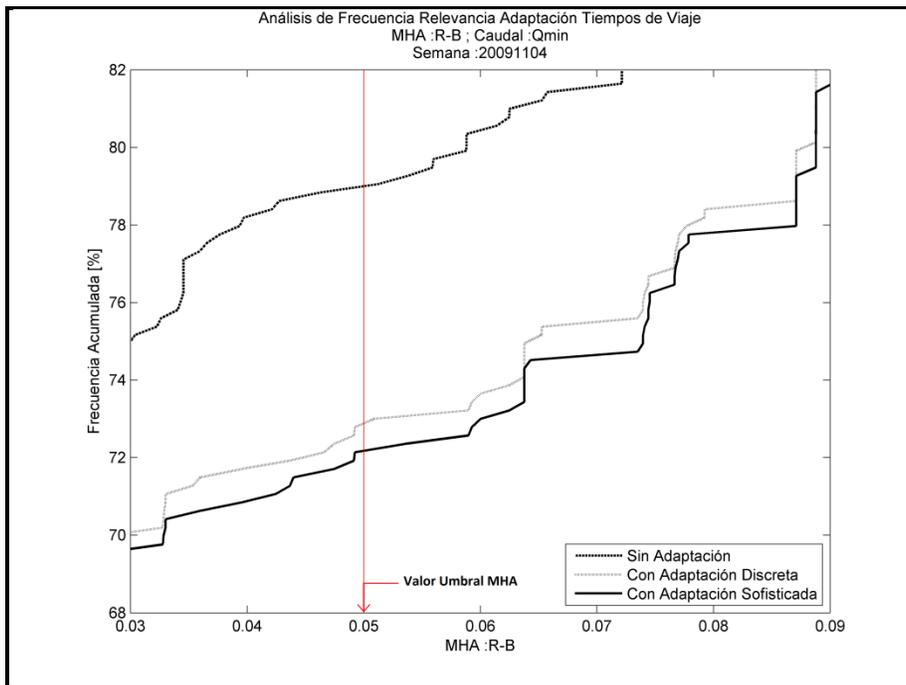


Figura B.66: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: R-B (Zoom).

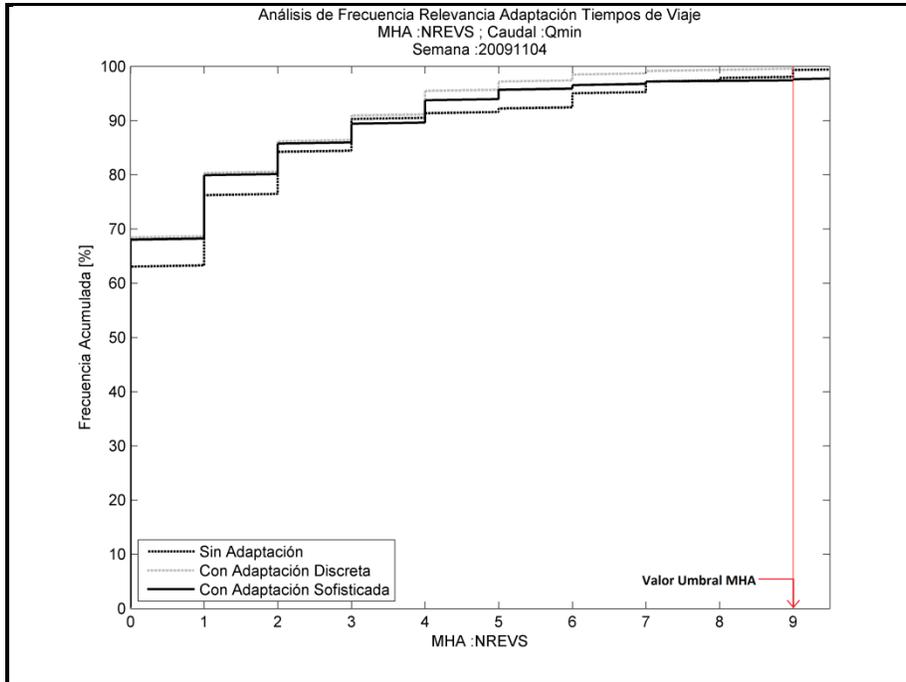


Figura B.67: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: NREVS.

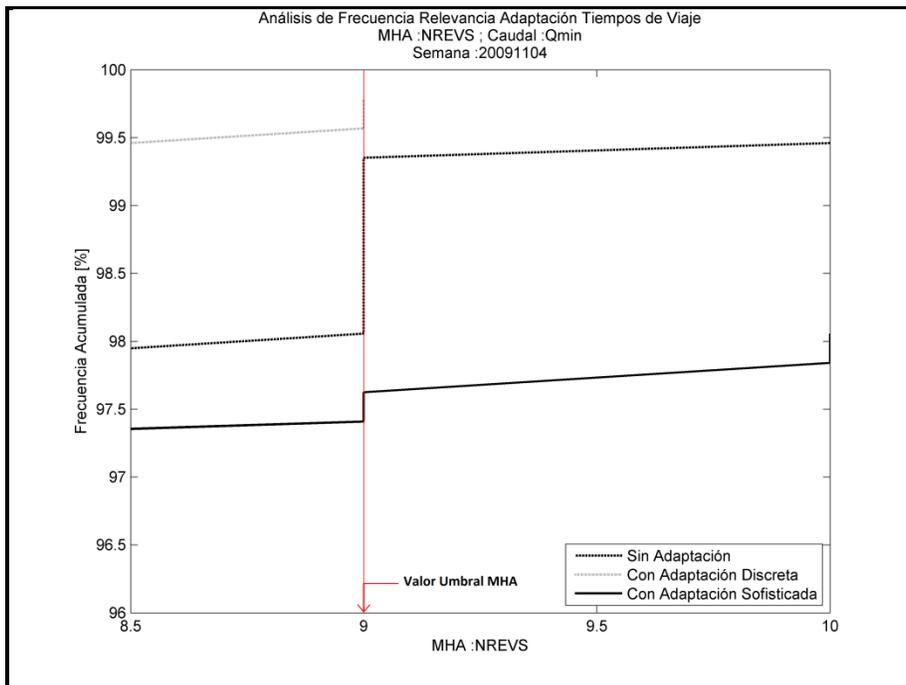


Figura B.68: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: NREVS (Zoom).

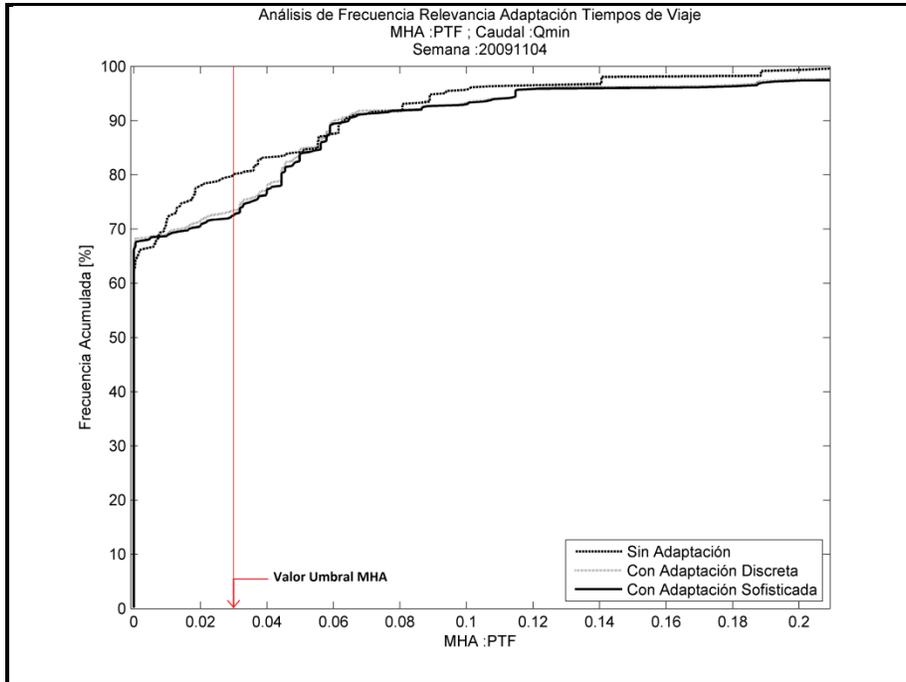


Figura B.69: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: PTF.

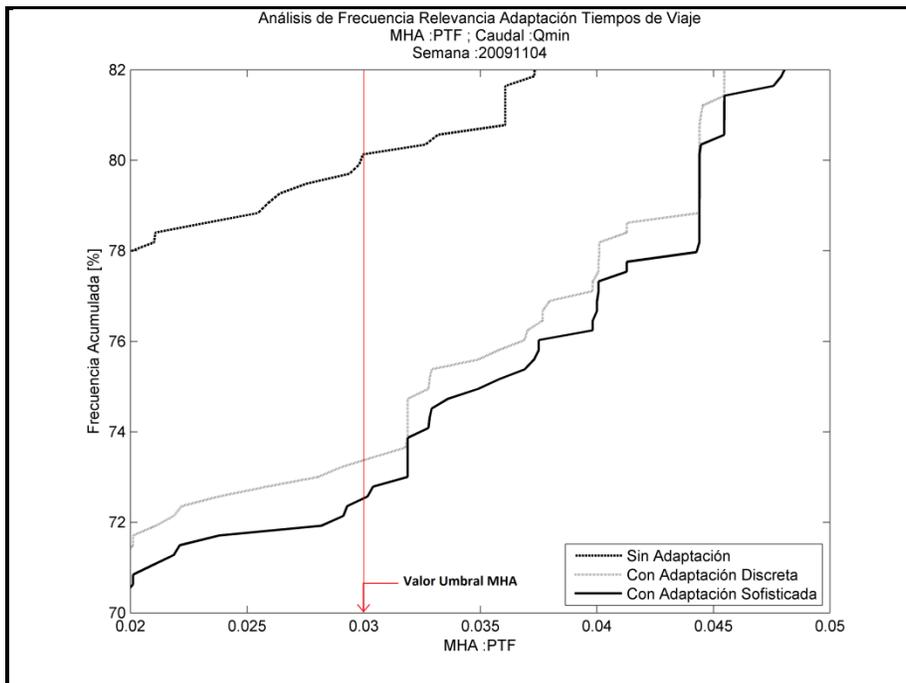


Figura B.70: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: PTF (Zoom).

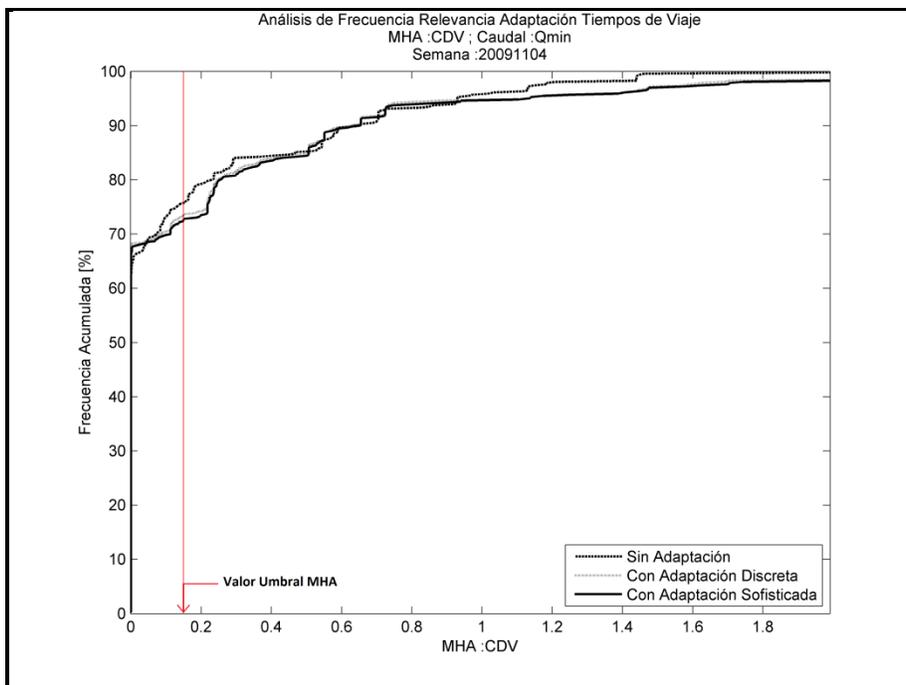


Figura B.71: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: CDV.

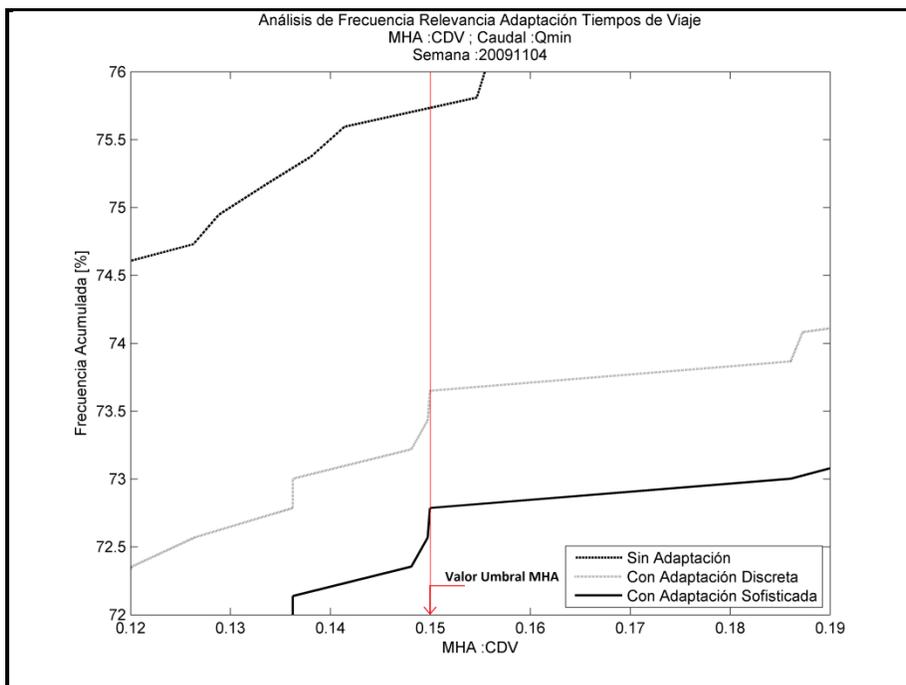


Figura B.72: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Semana: 20091104. MHA: CDV (Zoom).

C. Gráficos del Análisis de Frecuencia Acumulada (Por Centrales)

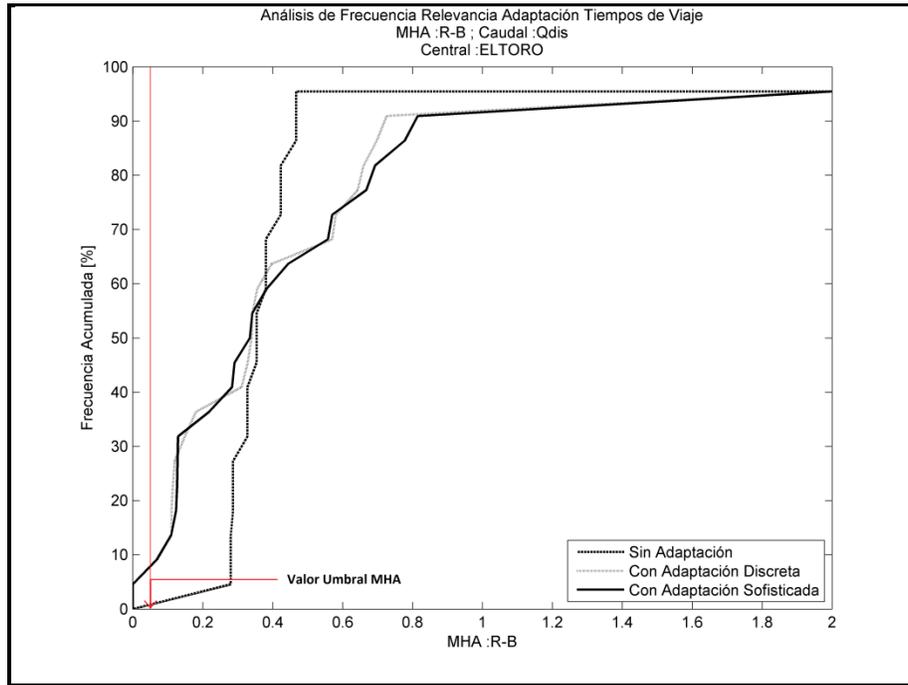


Figura C.1: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: EL TORO. MHA: R-B.

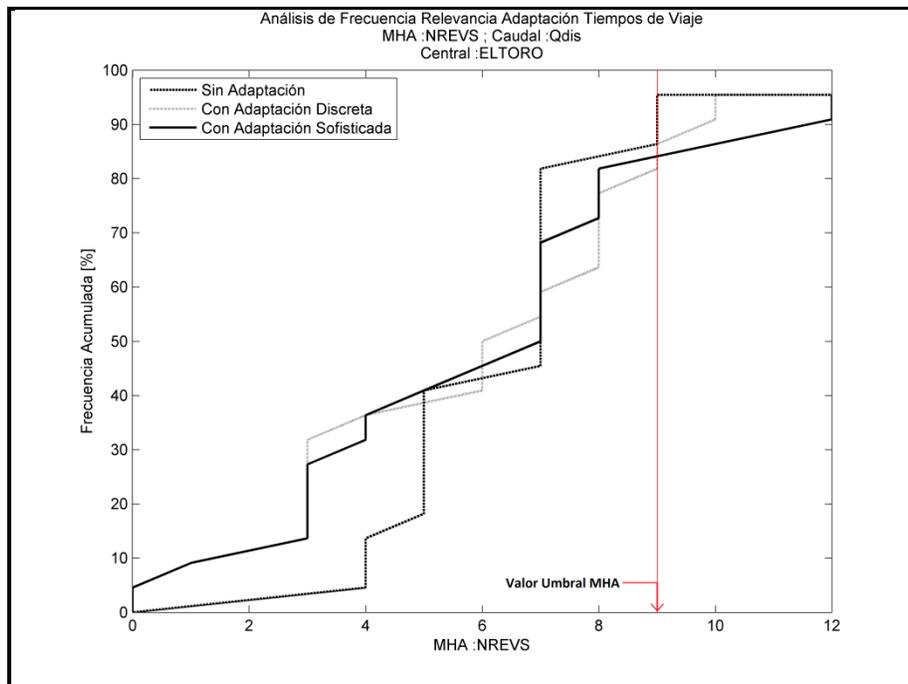


Figura C.2: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: EL TORO. MHA: NREVS.

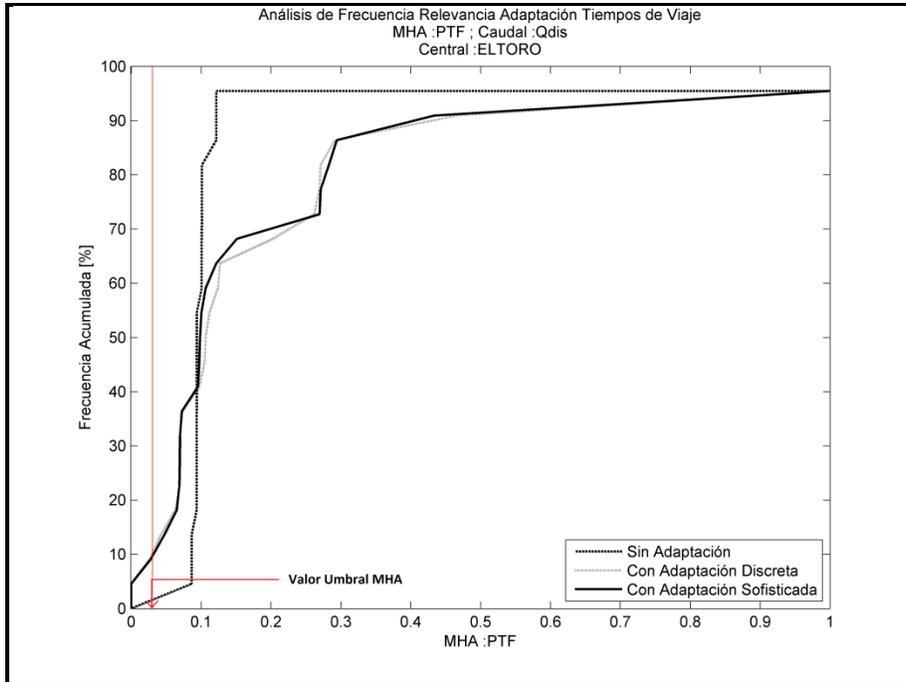


Figura C.3: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: EL TORO. MHA: PTF.

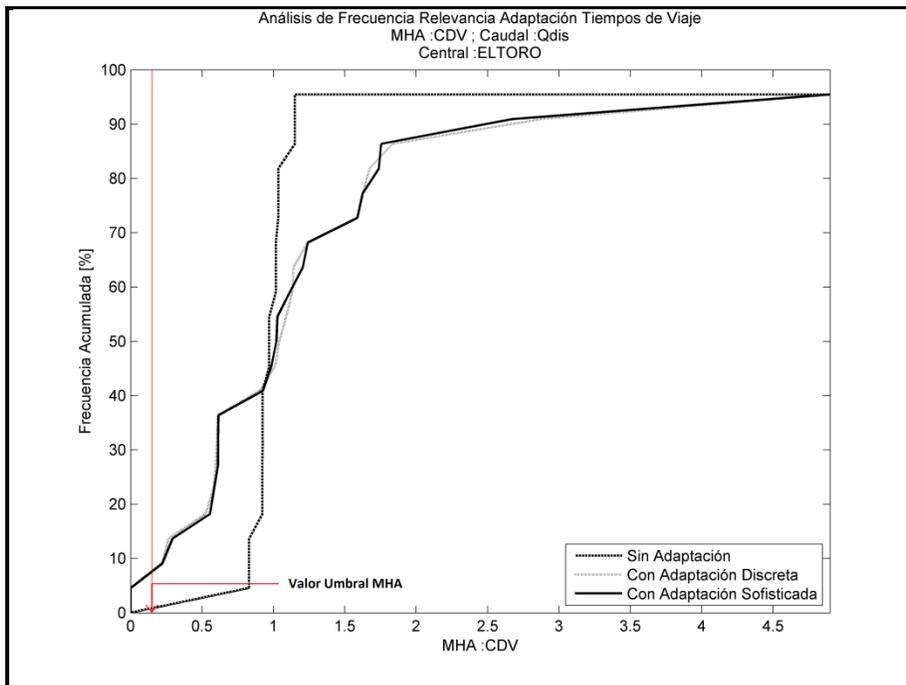


Figura C.4: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: EL TORO. MHA: CDV.

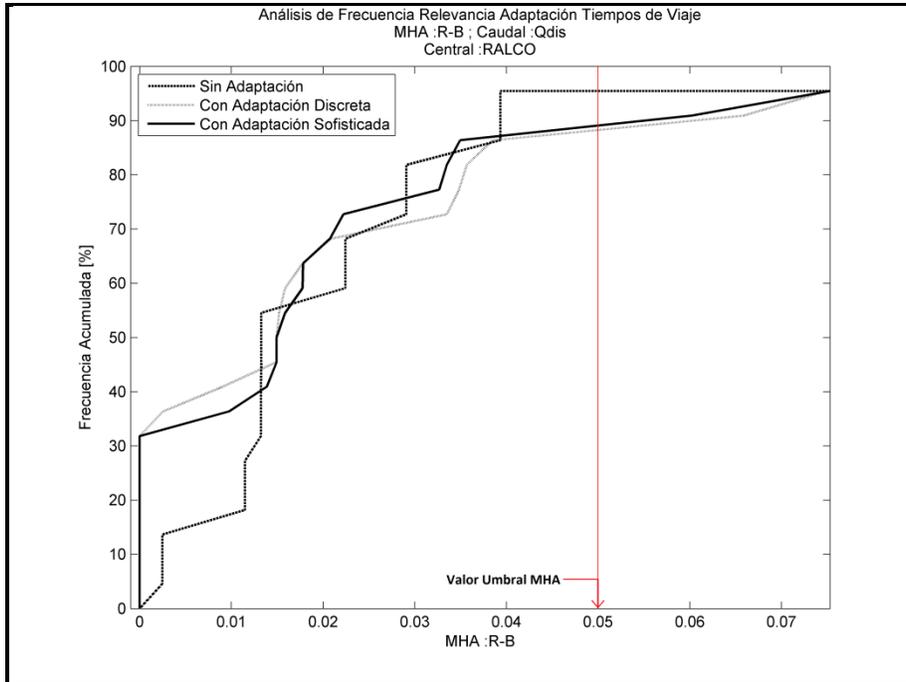


Figura C.5: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: RALCO. MHA: R-B.

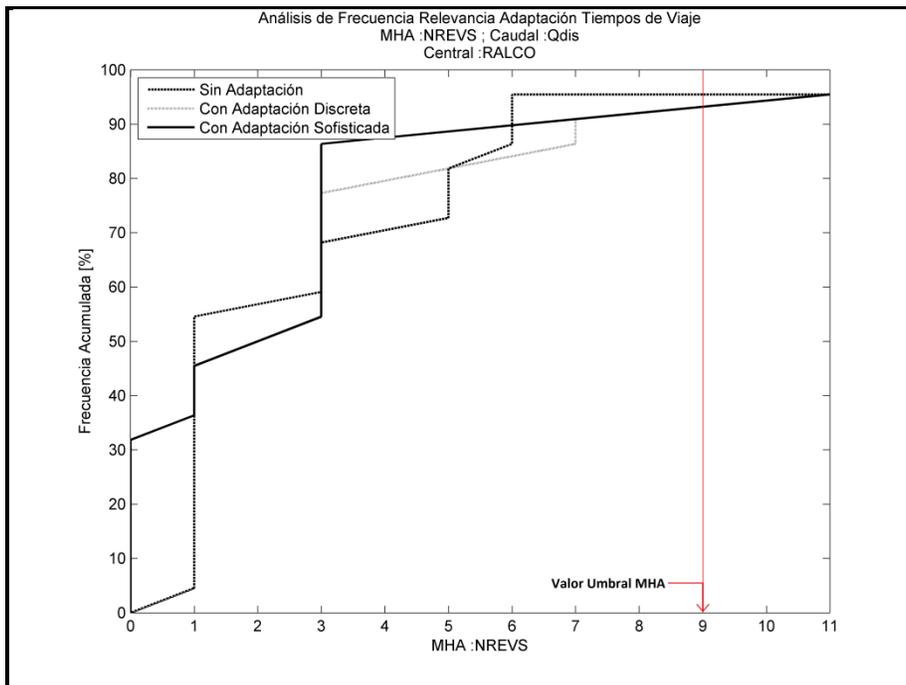


Figura C.6: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: RALCO. MHA: NREVS.

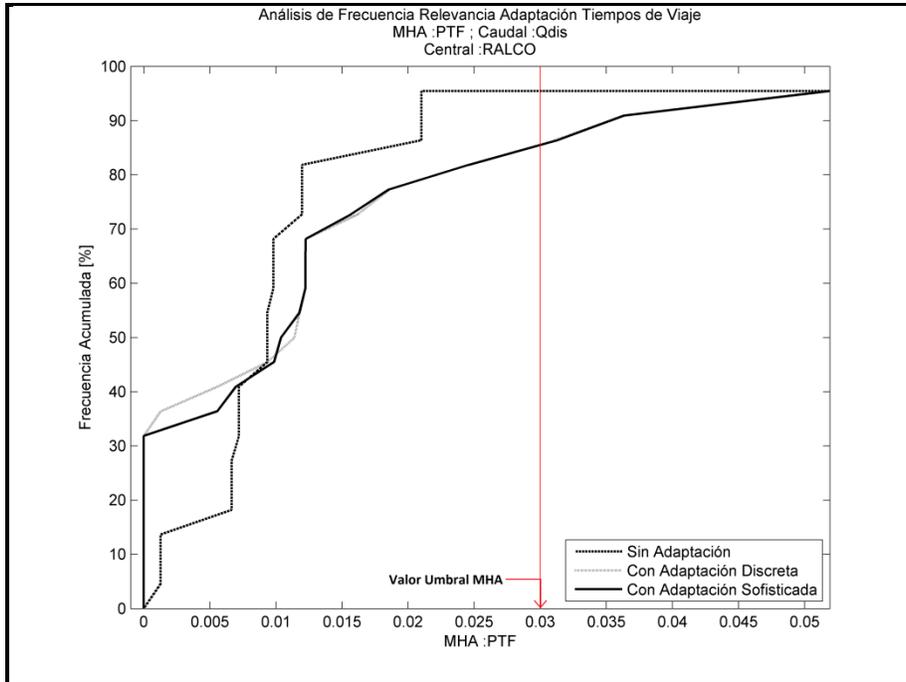


Figura C.7: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: RALCO. MHA: PTF.

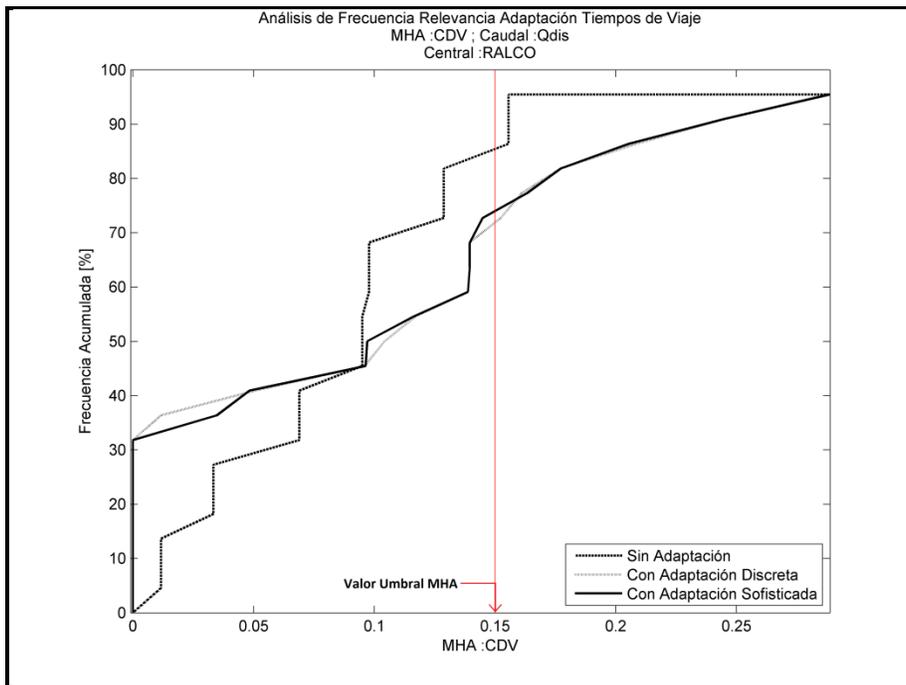


Figura C.8: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: RALCO. MHA: CDV.

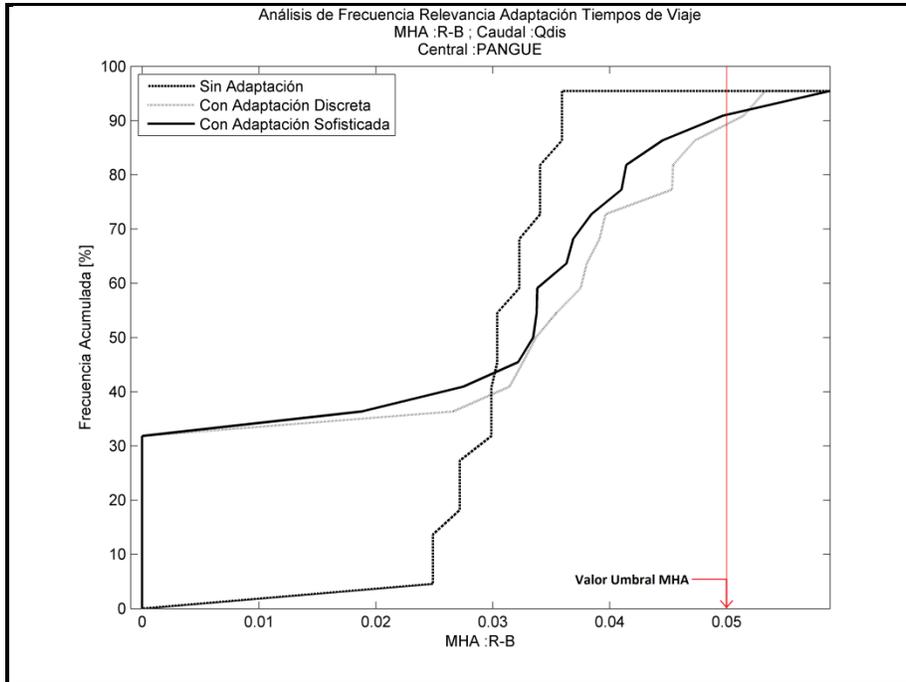


Figura C.9: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: PANGUE. MHA: R-B.

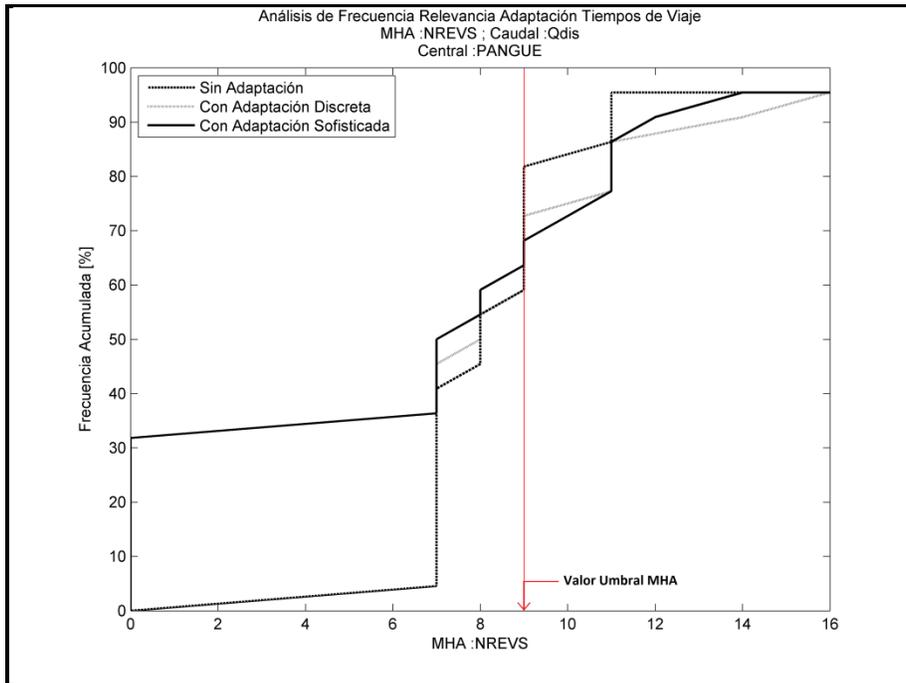


Figura C.10: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: PANGUE. MHA: NREVS.

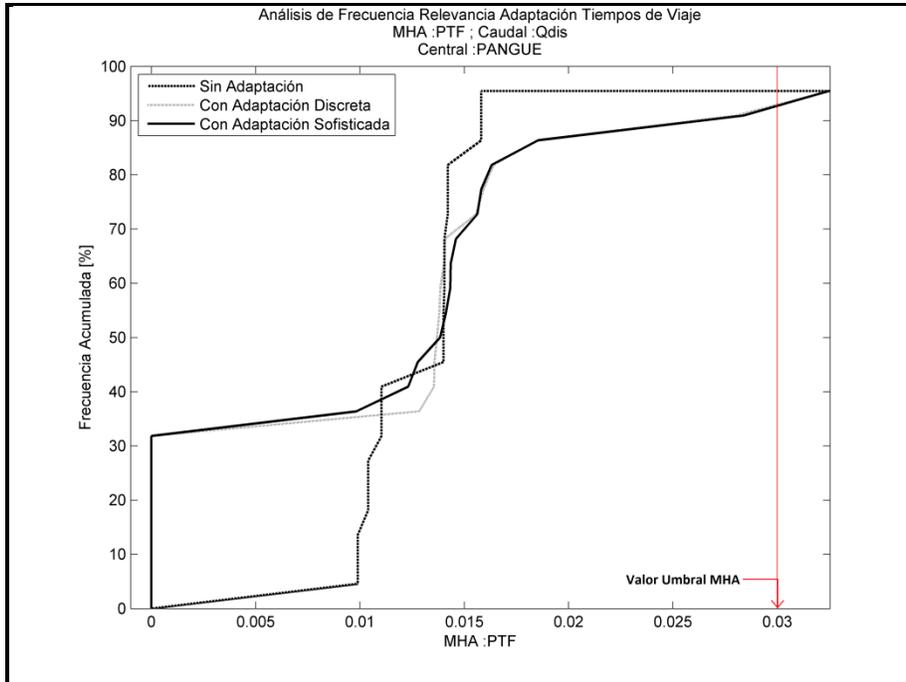


Figura C.11: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: PANGUE. MHA: PTF.

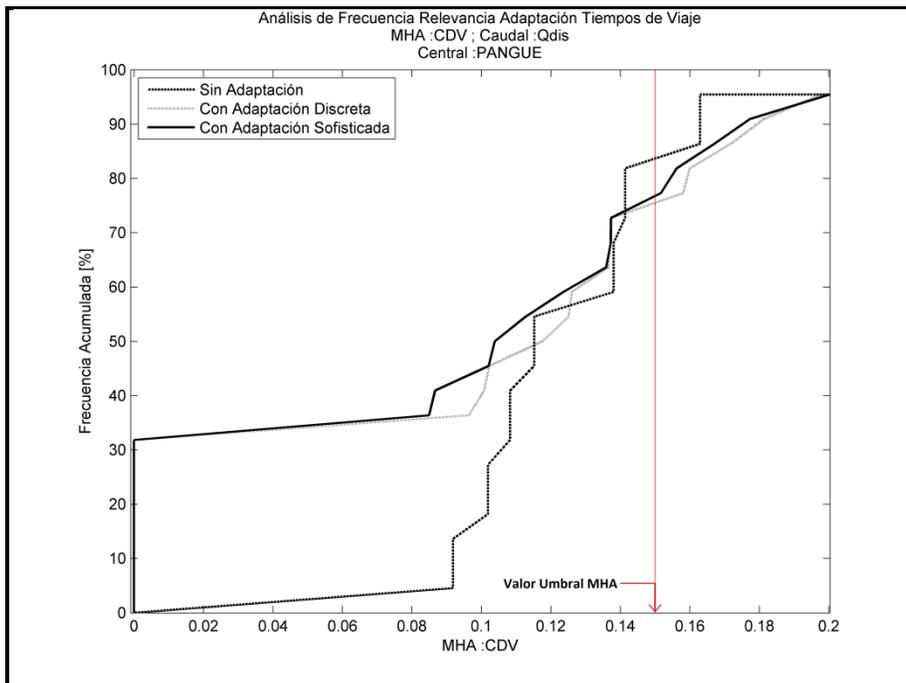


Figura C.12: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qdis. Central: PANGUE. MHA: CDV.

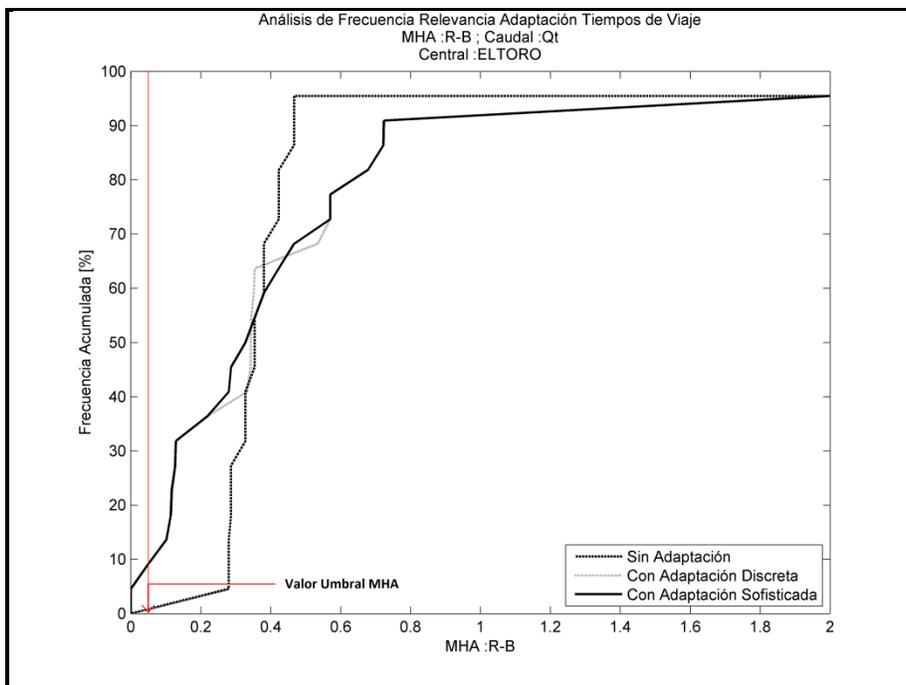


Figura C.13: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: EL TORO. MHA: R-B.

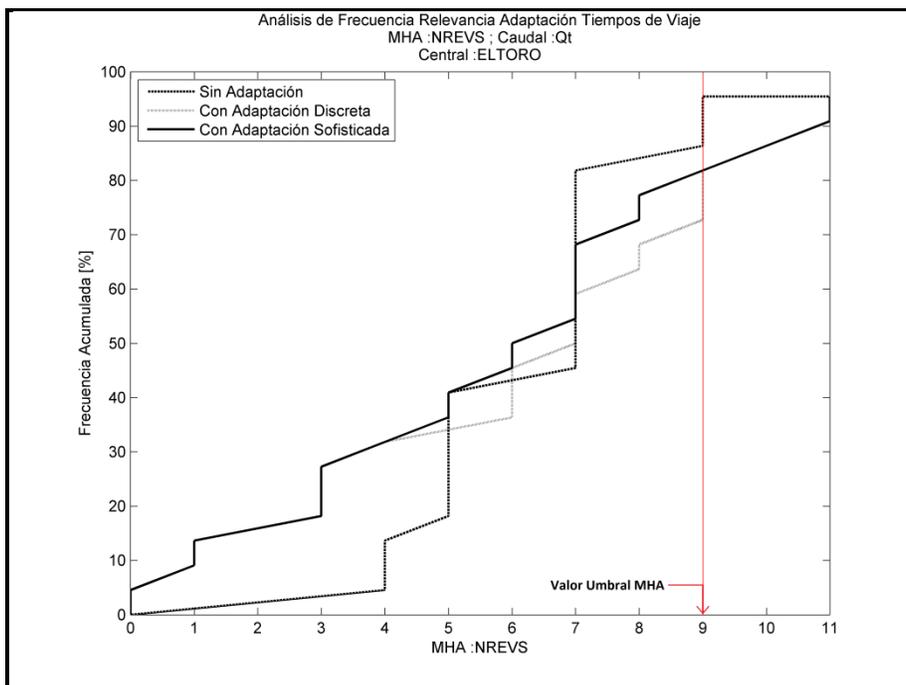


Figura C.14: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: EL TORO. MHA: NREVS.

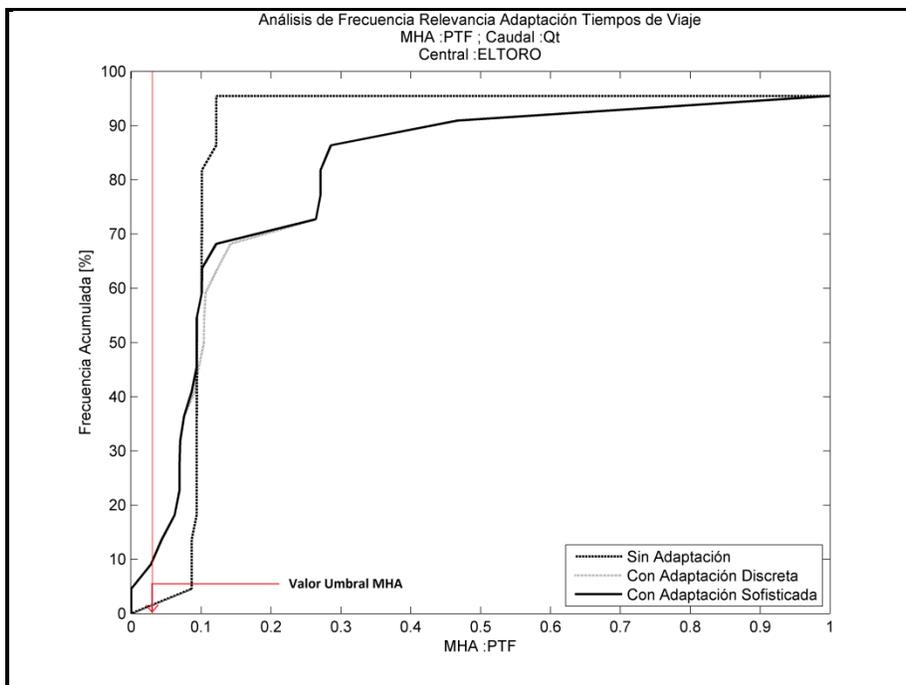


Figura C.15: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: EL TORO. MHA: PTF.

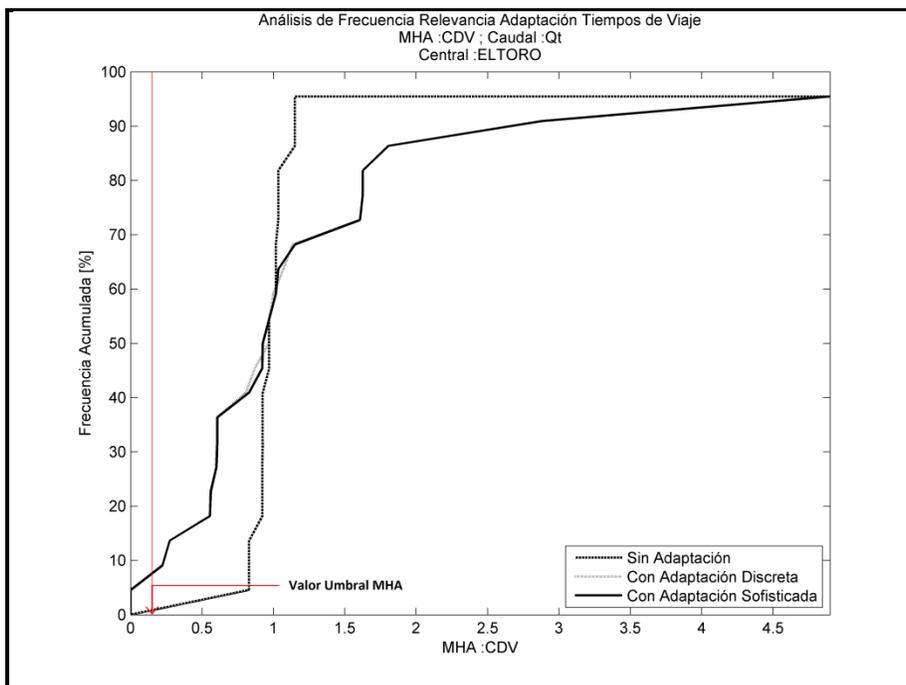


Figura C.16: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: EL TORO. MHA: CDV.

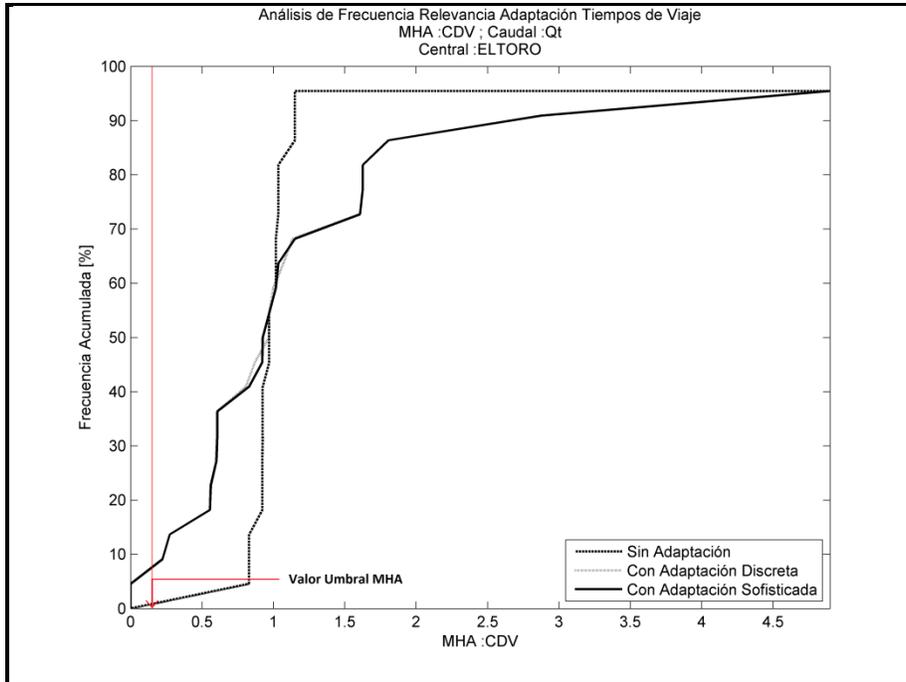


Figura C.17: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: RALCO. MHA: R-B.

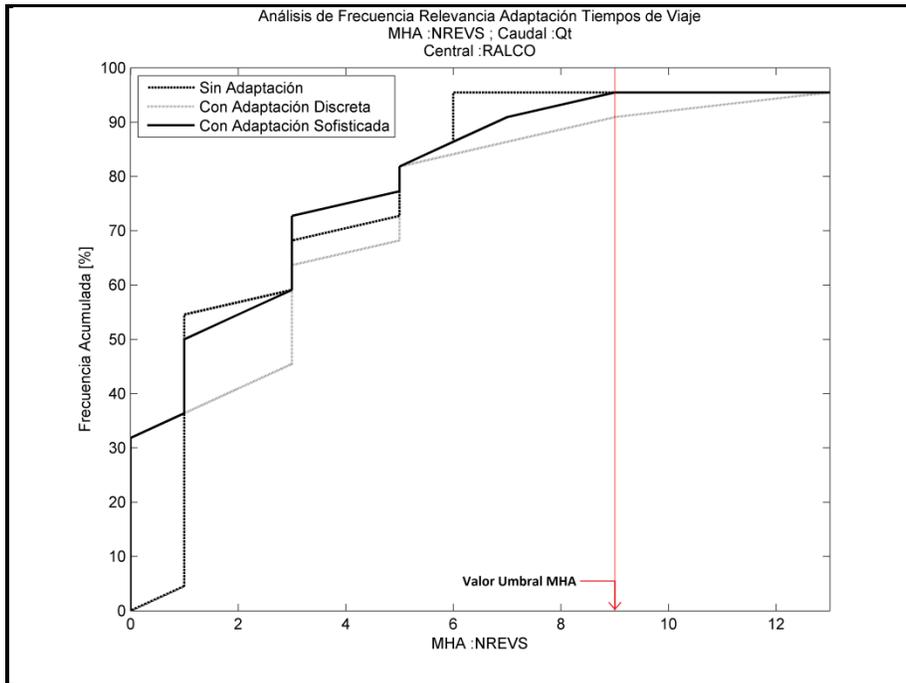


Figura C.18: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: RALCO. MHA: NREVS.

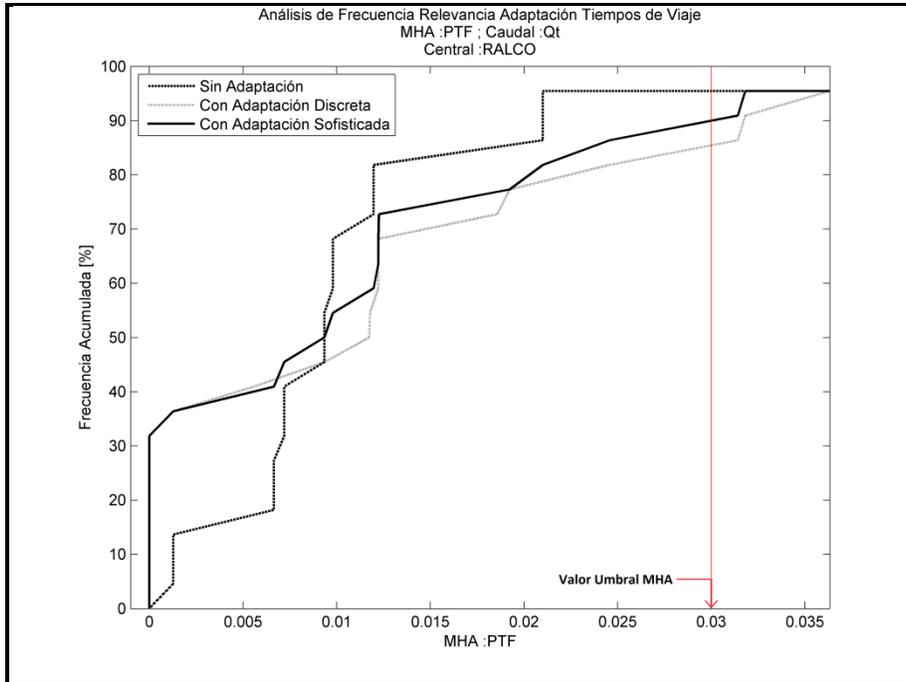


Figura C.19: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: RALCO. MHA: PTF.

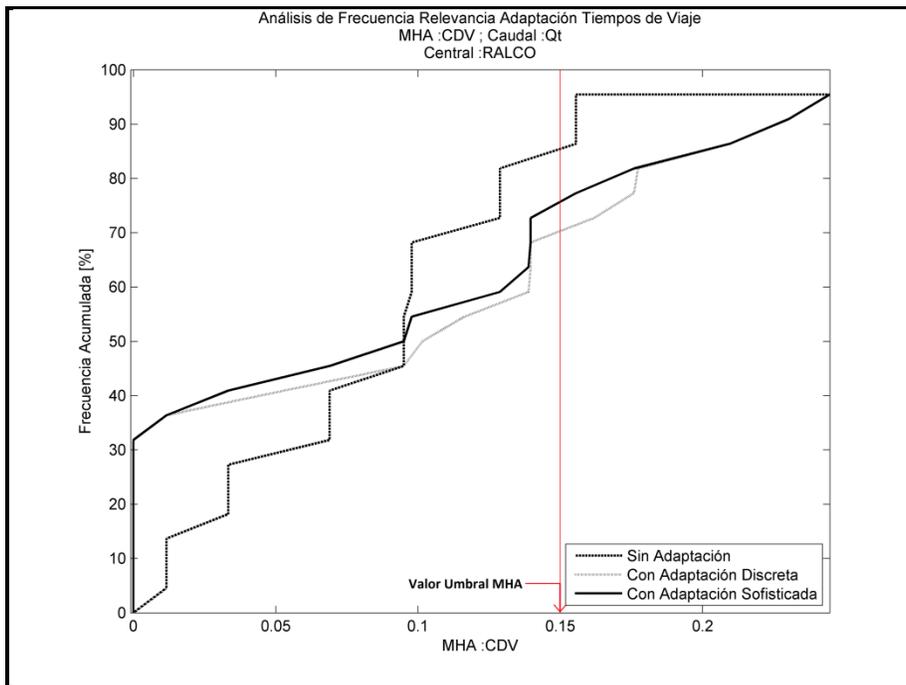


Figura C.20: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: RALCO. MHA: CDV.

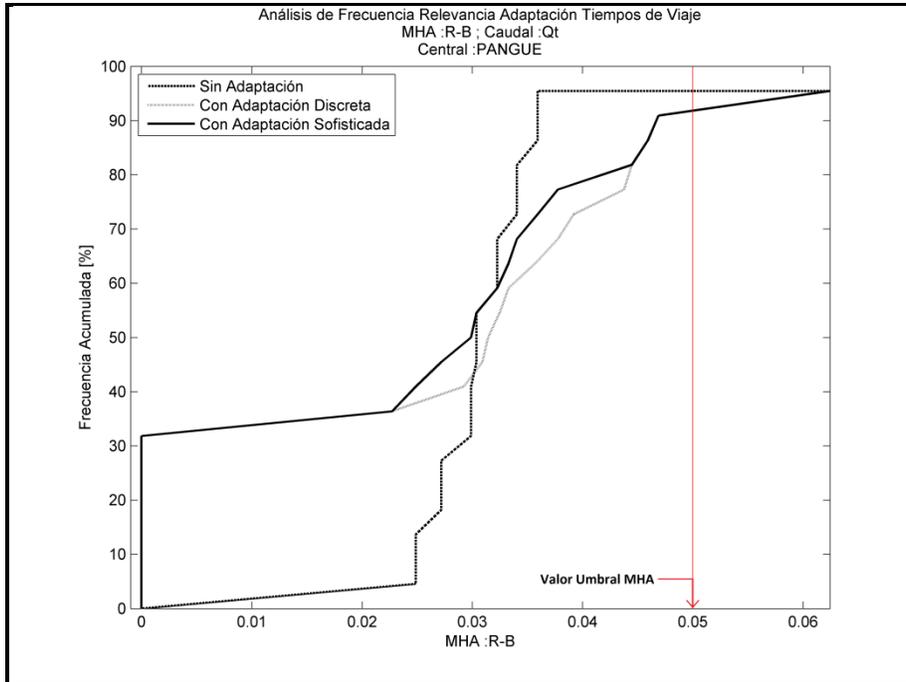


Figura C.21: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: PANGUE. MHA: R-B.

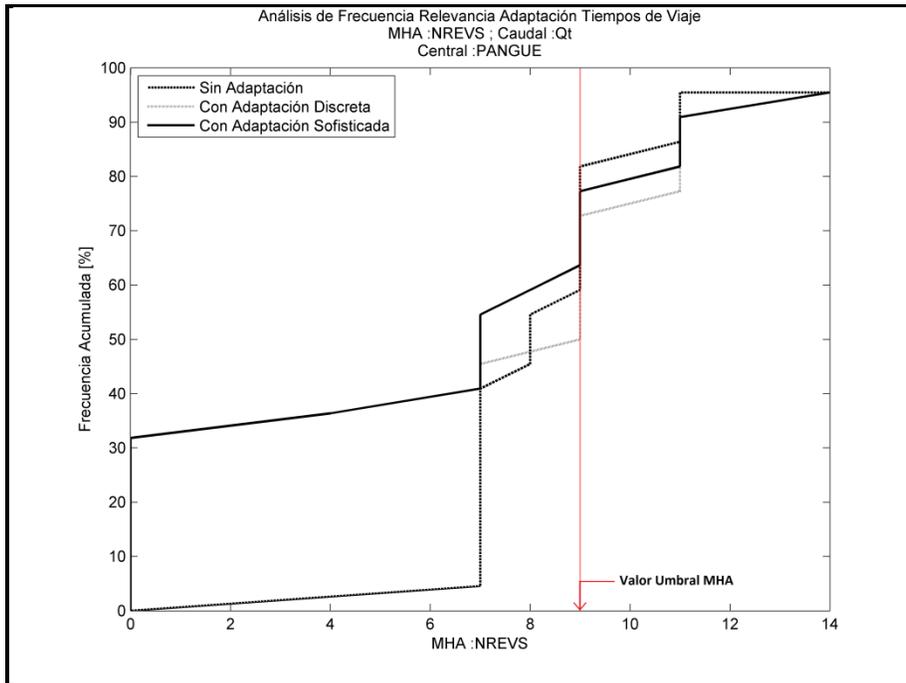


Figura C.22: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: PANGUE. MHA: NREVS.

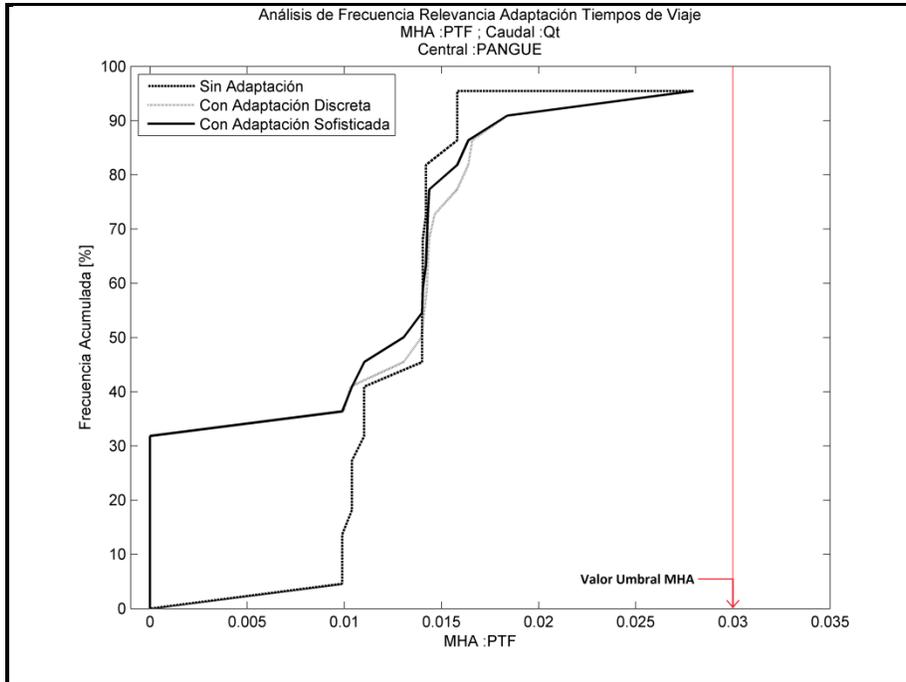


Figura C.23: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: PANGUE. MHA: PTF.

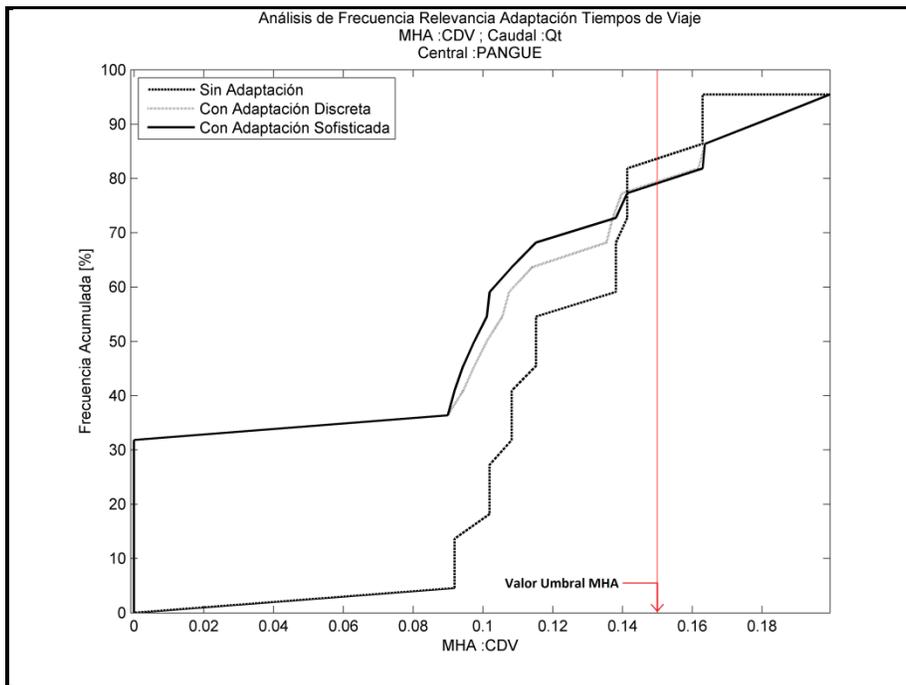


Figura C.24: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qt. Central: PANGUE. MHA: CDV.

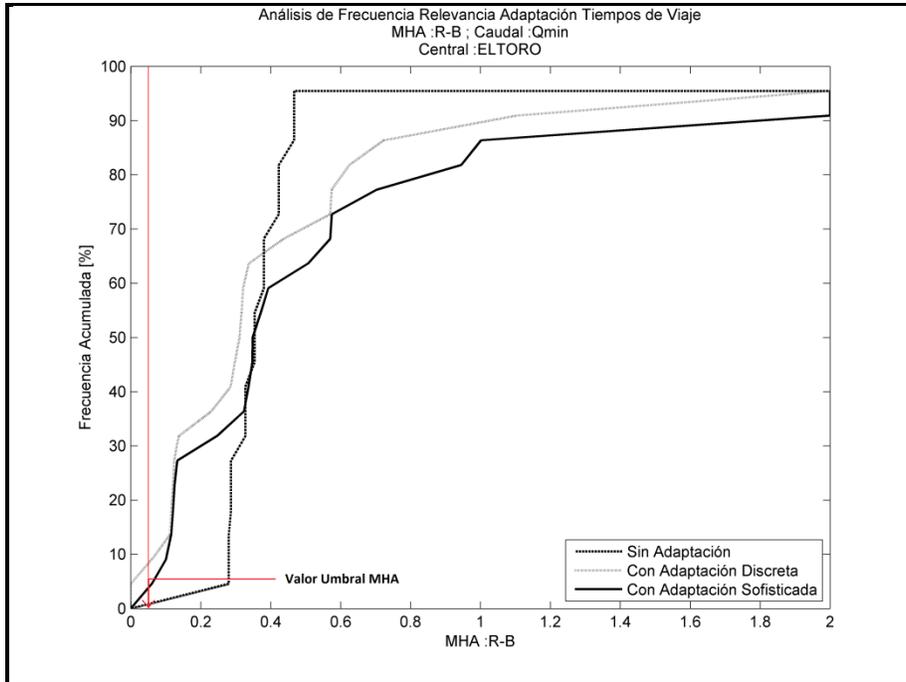


Figura C.25: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: EL TORO. MHA: R-B.

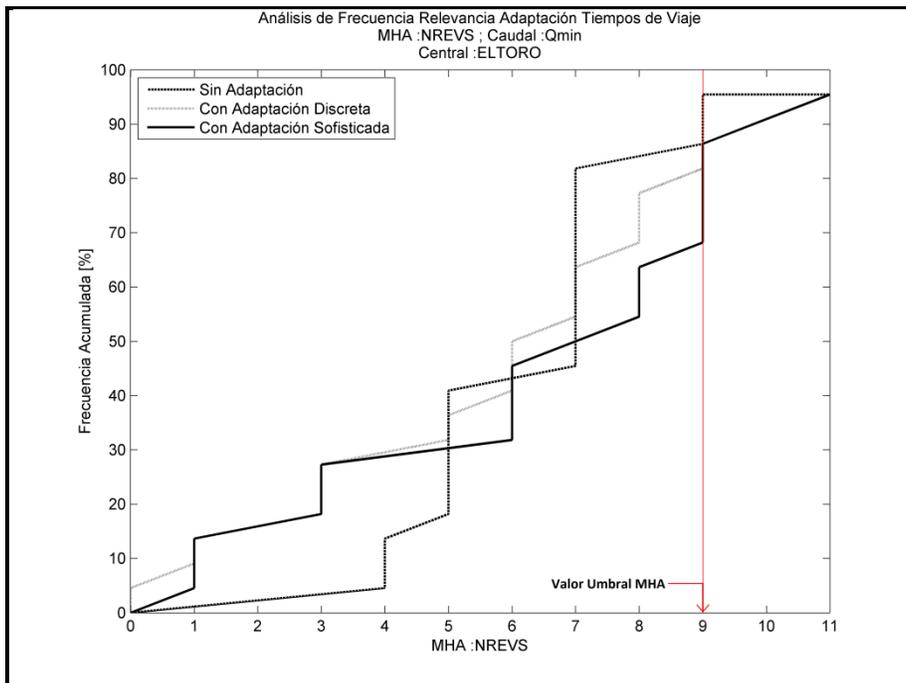


Figura C.26: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: EL TORO. MHA: NREVS.

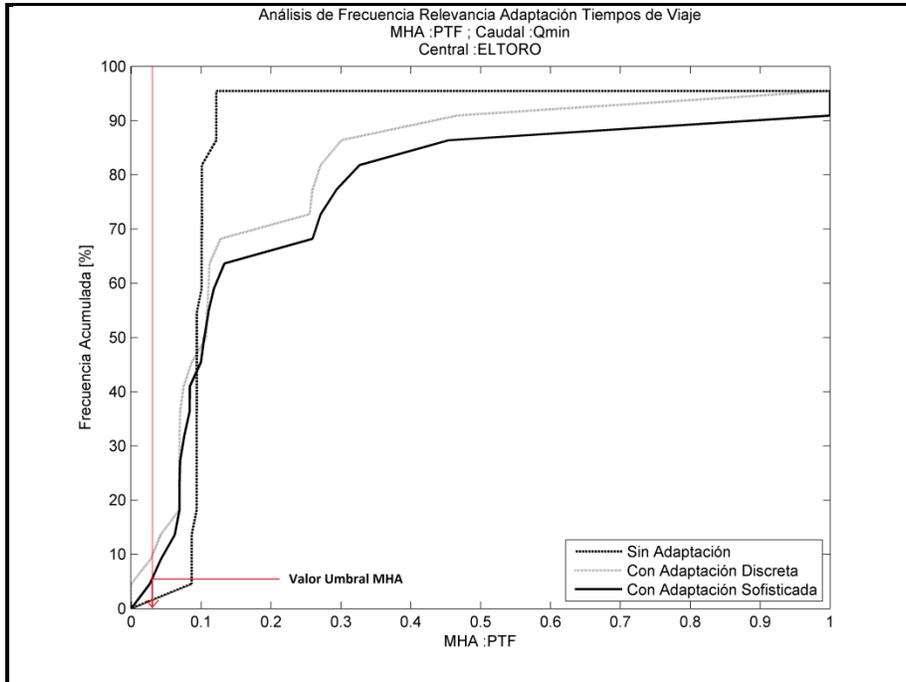


Figura C.27: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: EL TORO. MHA: PTF.

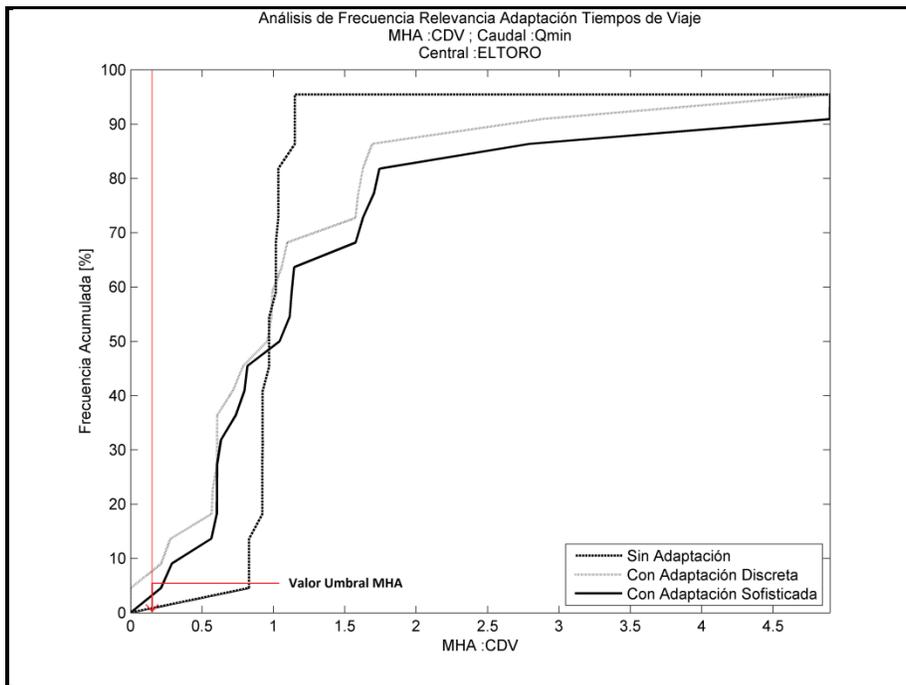


Figura C.28: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: EL TORO. MHA: CDV.

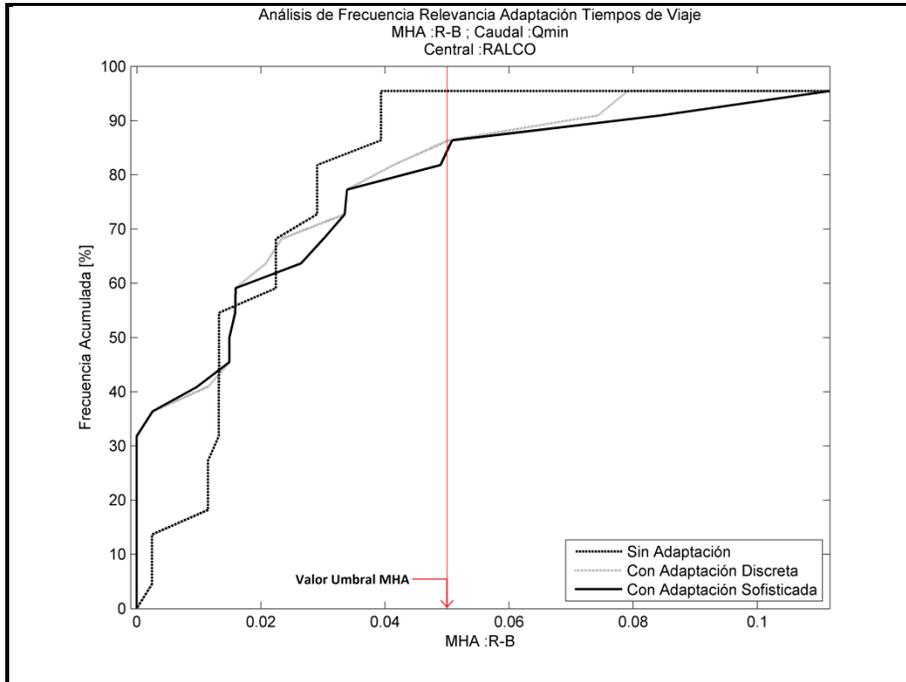


Figura C.29: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: RALCO. MHA: R-B.

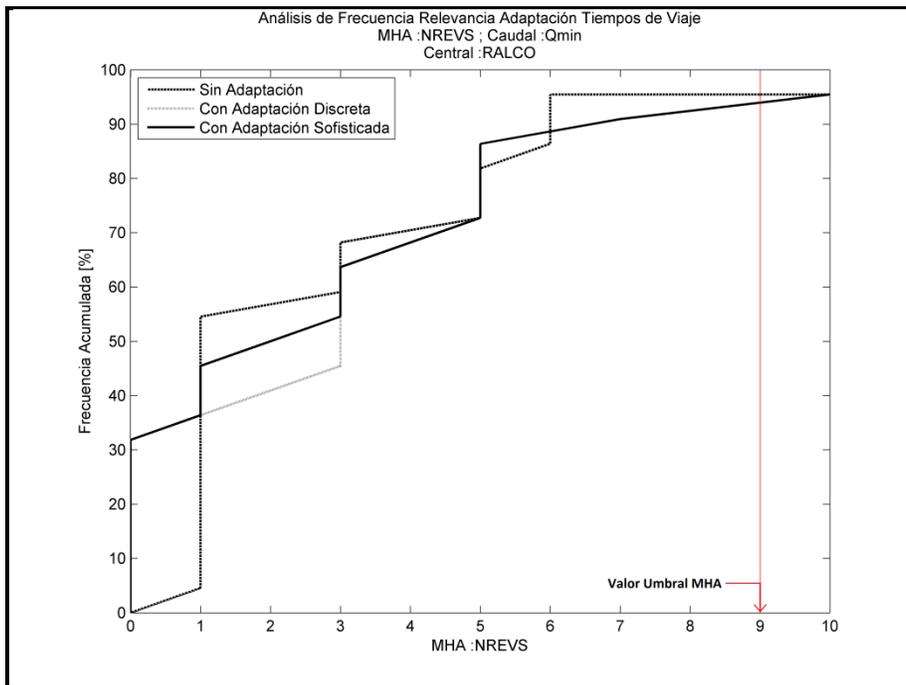


Figura C.30: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: RALCO. MHA: NREVS.

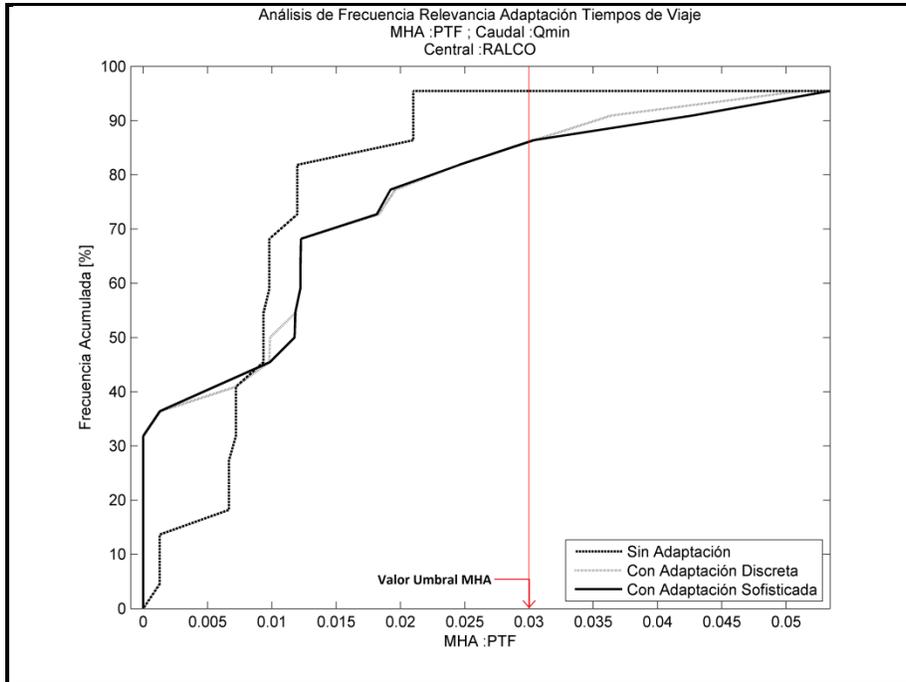


Figura C.31: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: RALCO. MHA: PTF.

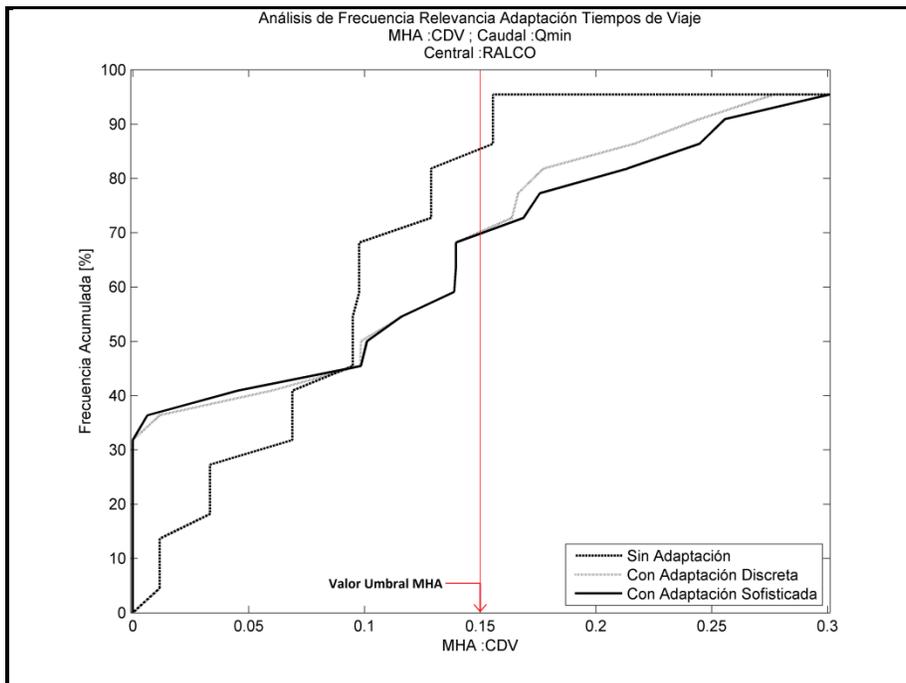


Figura C.32: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: RALCO. MHA: CDV.

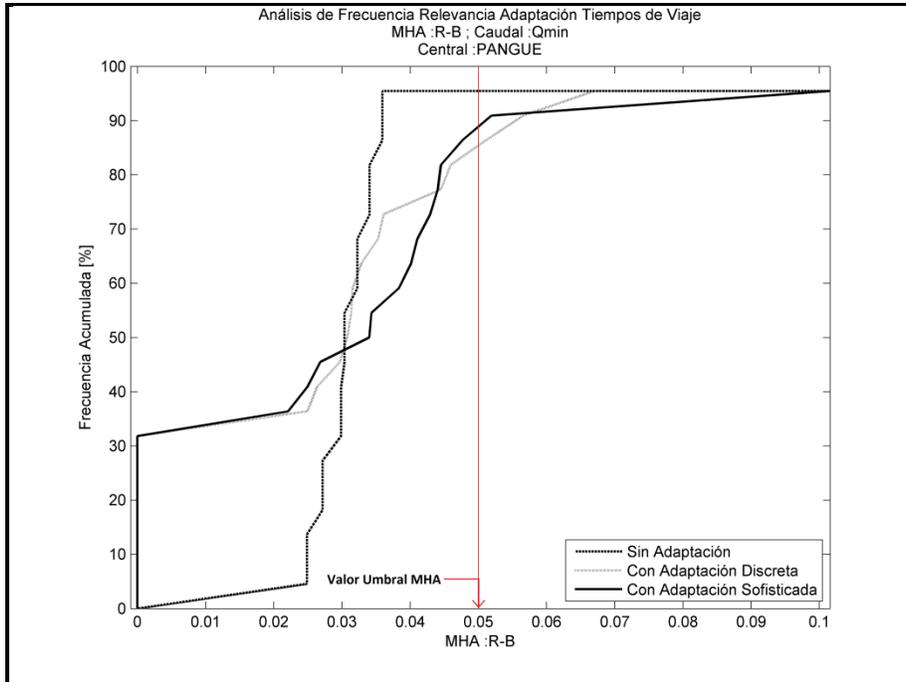


Figura C.33: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: PANGUE. MHA: R-B.

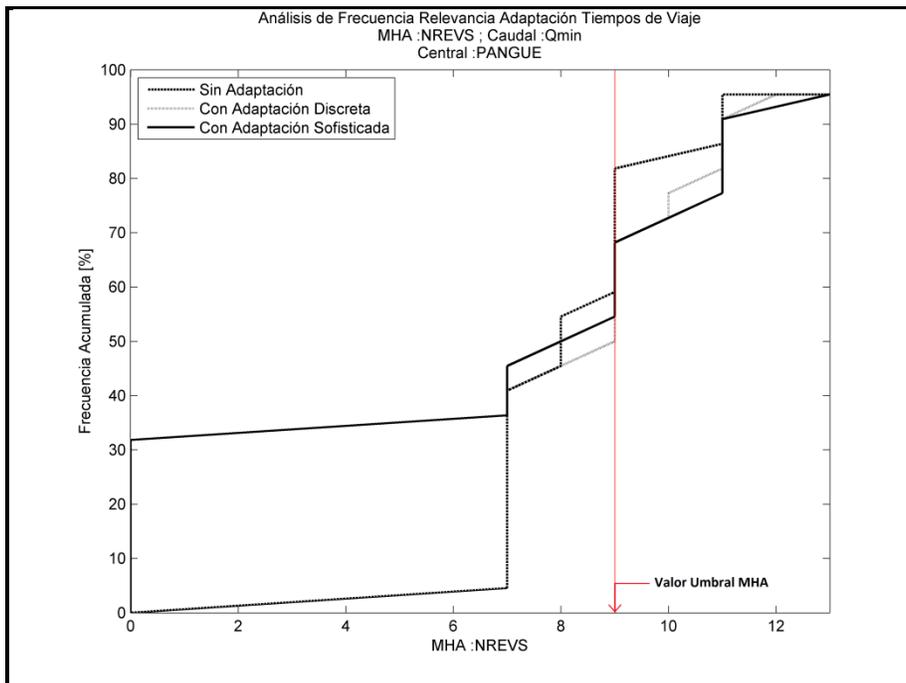


Figura C.34: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: PANGUE. MHA: NREVS.

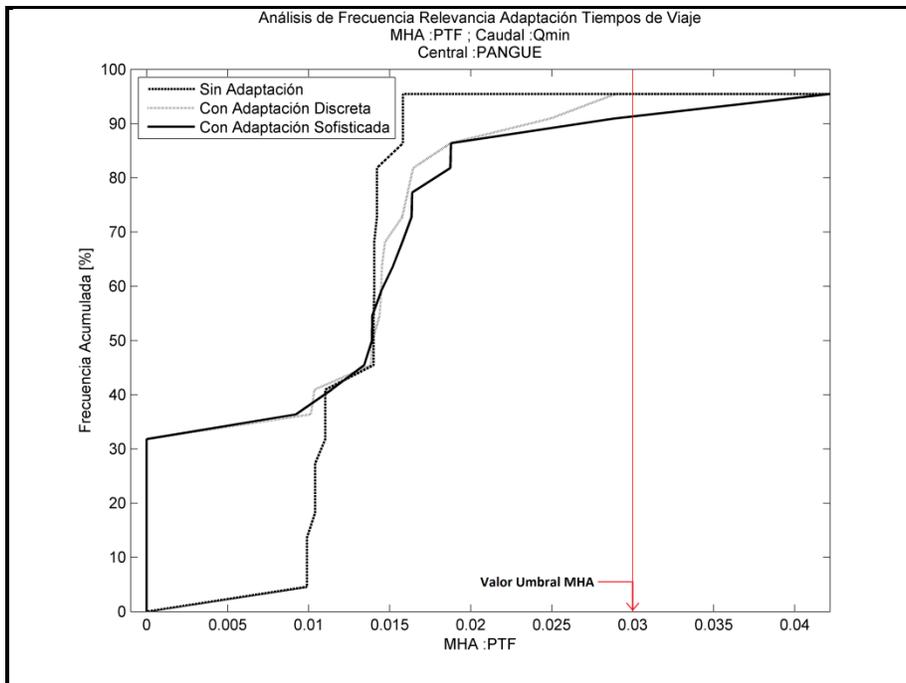


Figura C.35: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: PANGUE. MHA: PTF.

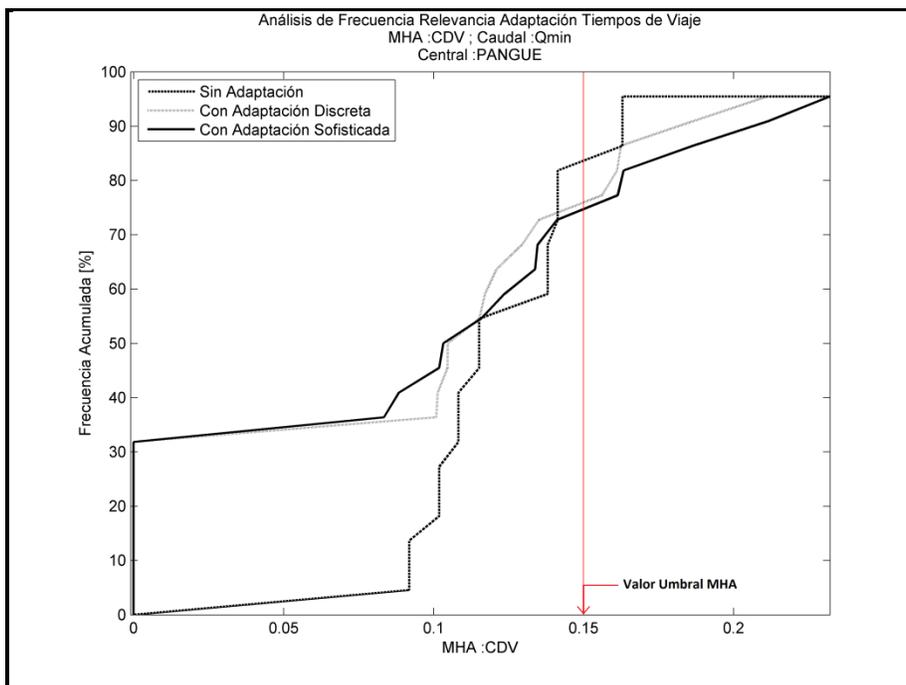


Figura C.36: Curva de Frecuencia Acumulada. Caudal: Qmin. Central: PANGUE. MHA: CDV.

D. Unidades Hidráulicas MIPUC

Tabla D.1: Unidades hidráulicas consideradas por el modelo MIPUC.

INDICE	CENTRALES	INDICE	CENTRALES	INDICE	CENTRALES
1	L_Maule	23	SANIGNACIO	45	SAUCEANDES
2	B_M_Isla	24	Ribera_Sur	46	PEHUI
3	CIPRESES	25	ELTORO	47	LOSMORROS
4	Filt_Inv	26	Filt_Laja	48	MAITENES
5	OJOSDEAGUA	27	ABANICO	49	PUNTILLA
6	B_C_Isla	28	Polcura	50	ACONCAGUA
7	ISLA	29	ANTUCO	51	LOSQUILOS
8	CURILLINQUE	30	ArribaRucue	52	CHACABUQUITO
9	LOMAALTA	31	CANRUCUE	53	ALFALFAL
10	B_Maule	32	CLAJRUCUE	54	EYZAGUIRRE
11	C_Melado	33	RUCUE	55	SAUZAL_1
12	PEHUENCHE	34	QUILLECO	56	SAUZAL_2
13	V_Melado	35	AbajoRucue	57	PEUCHEN
14	CMNTronco_1	36	RAPEL	58	MAMPIL
15	COLBUN	37	CANUTILLAR	59	PULLINQUE
16	Filt_Colb	38	RALCO	60	CAPULLO
17	CMNTronco_2	39	PALMUCHO	61	PILMAIQUEN
18	CHIBURGO	40	PANGUE	62	HORNITOS
19	S_Maitenes	41	LOSMOLLES	63	PUCLARO
20	MACHICURA	42	VOLCAN	64	EL_MANZANO
21	C_Dev_Mach	43	QUELTEHUES	65	COYA
22	Sur123_SCDZ	44	FLORIDA	66	LIRCAY

E. Gráficos Caudal y Variabilidad de la Adaptación del Modelo

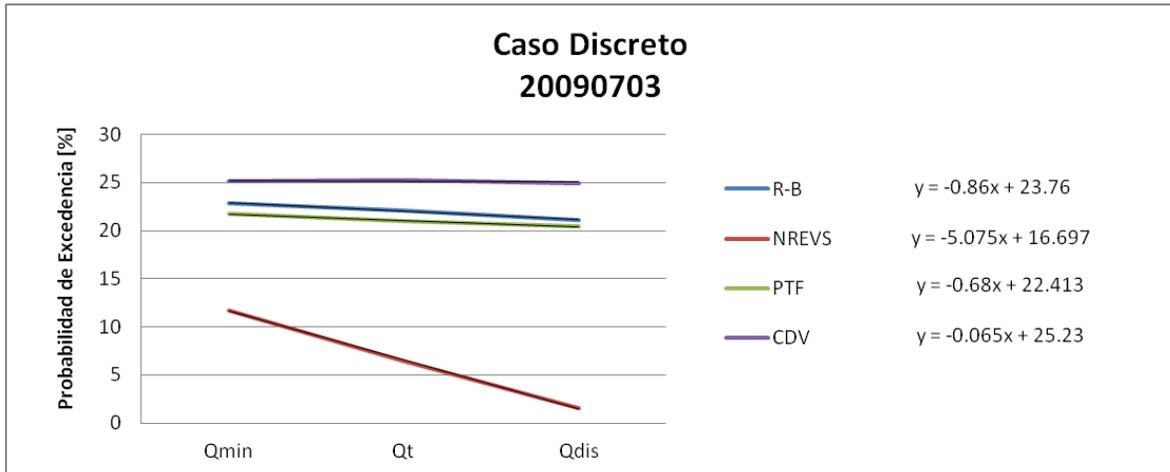


Figura E.1: Variabilidad vs Caudal. Semana 20090703. Caso discreto. Agrupación por casos.

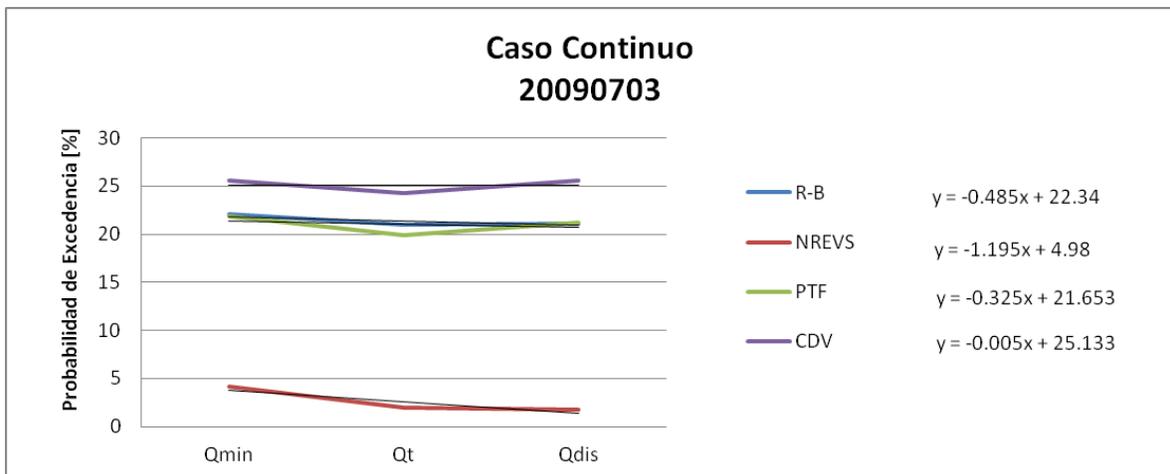


Figura E.2: Variabilidad vs Caudal. Semana 20090703. Caso continuo. Agrupación por casos.

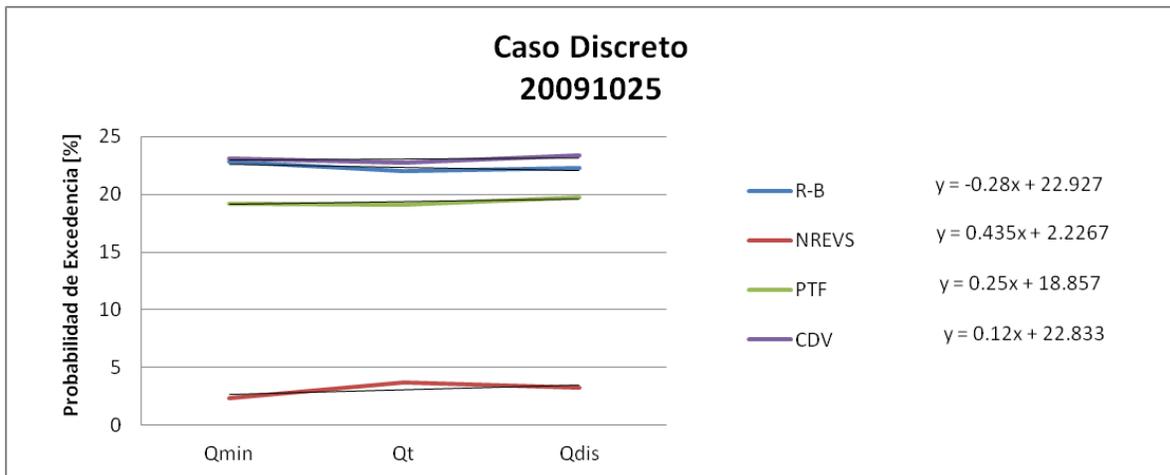


Figura E.3: Variabilidad vs Caudal. Semana 20091025. Caso discreto. Agrupación por casos.

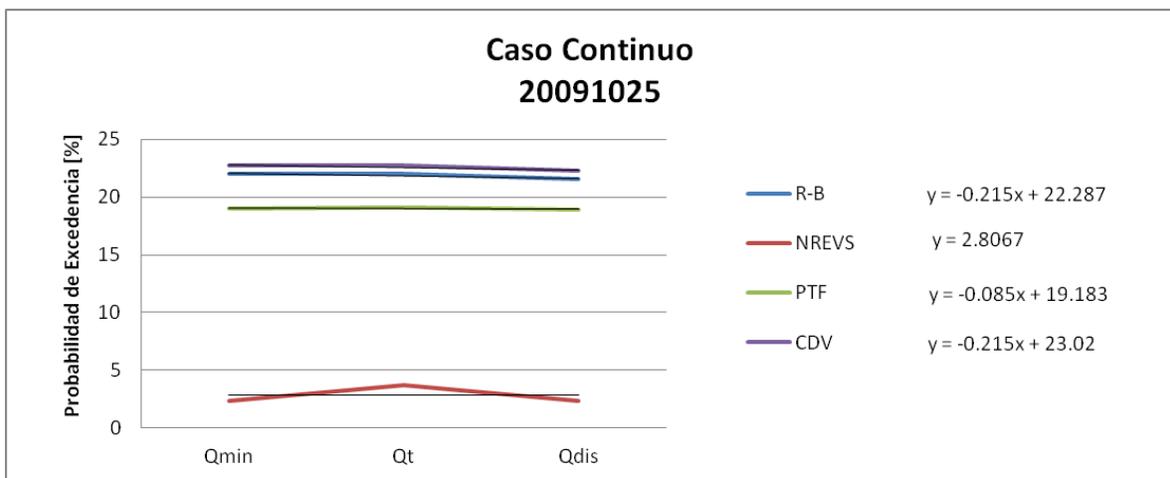


Figura E.4: Variabilidad vs Caudal. Semana 20091025. Caso continuo. Agrupación por casos.

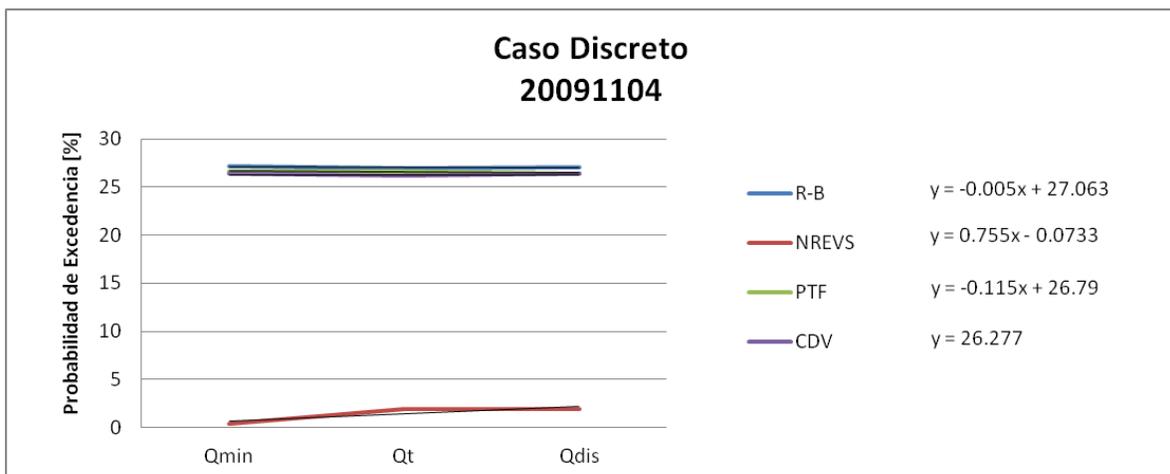


Figura E.5: Variabilidad vs Caudal. Semana 20091104. Caso discreto. Agrupación por casos.

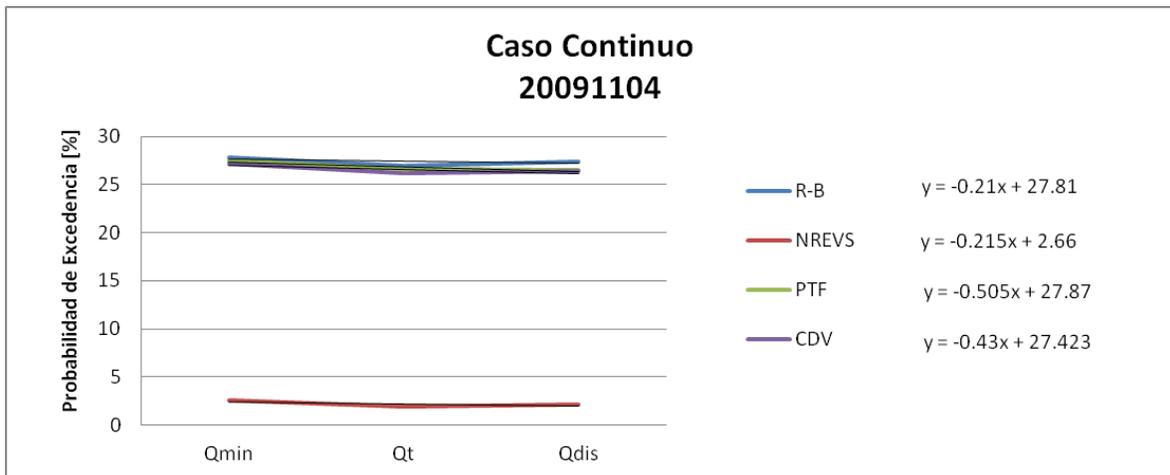


Figura E.6: Variabilidad vs Caudal. Semana 20091104. Caso continuo. Agrupación por casos.

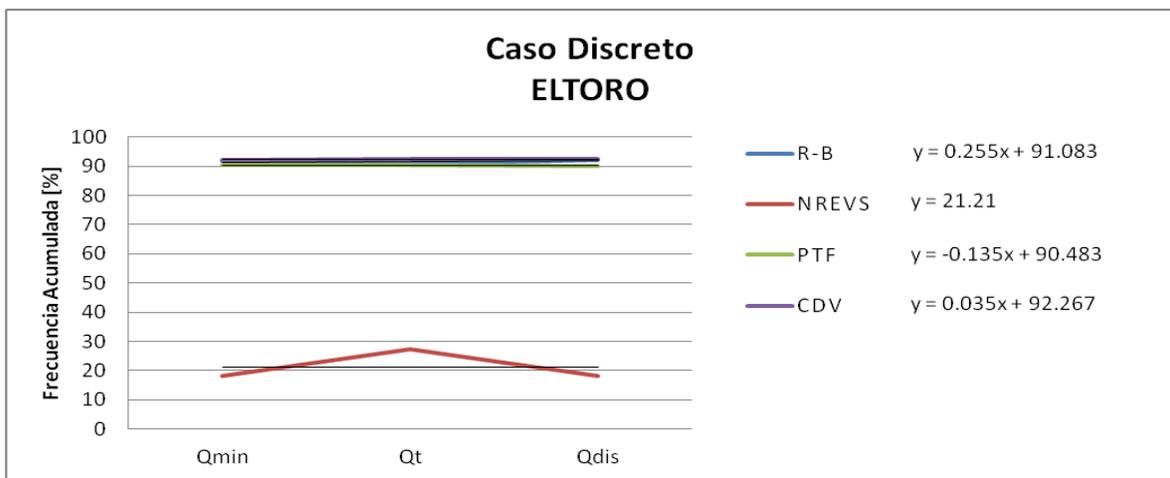


Figura E.7: Variabilidad vs Caudal. Central ELTORO. Caso discreto. Agrupación por centrales.

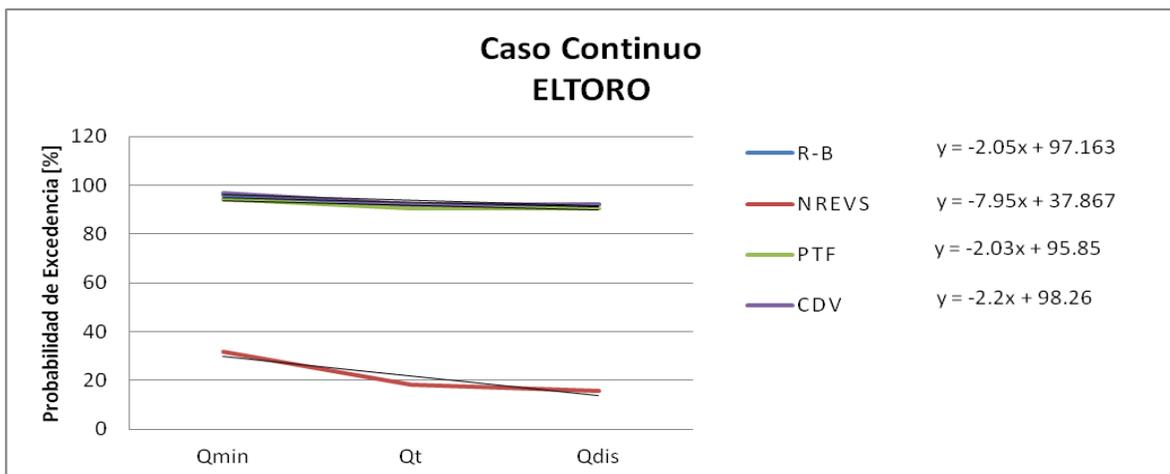


Figura E.8: Variabilidad vs Caudal. Central ELTORO. Caso continuo. Agrupación por centrales.

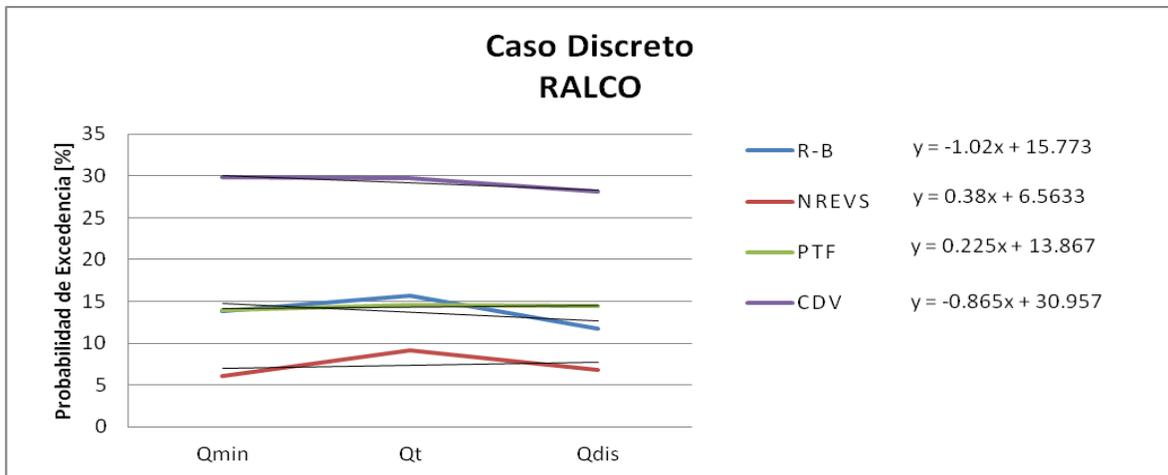


Figura E.9: Variabilidad vs Caudal. Central RALCO. Caso discreto. Agrupación por centrales.

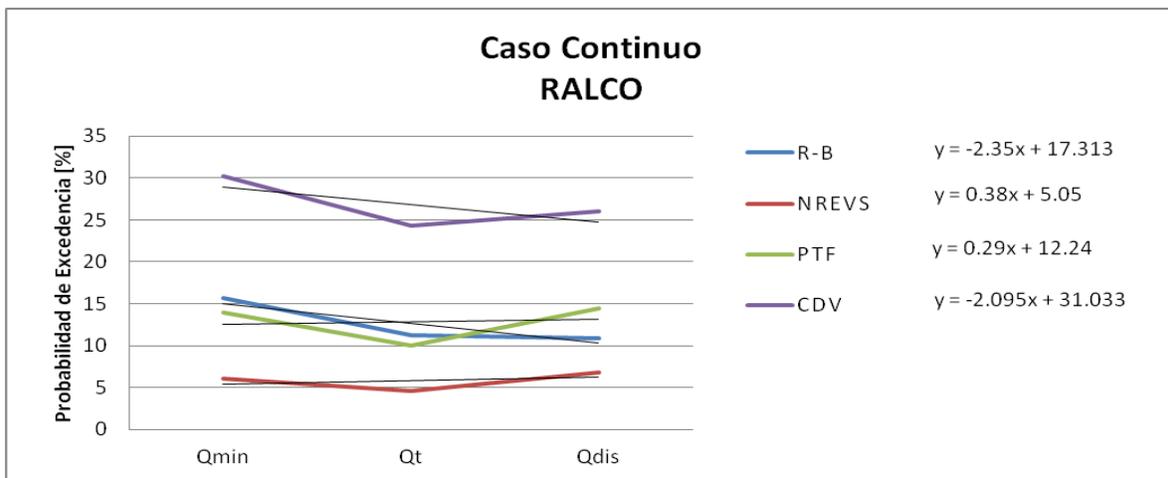


Figura E.10: Variabilidad vs Caudal. Central RALCO. Caso continuo. Agrupación por centrales.

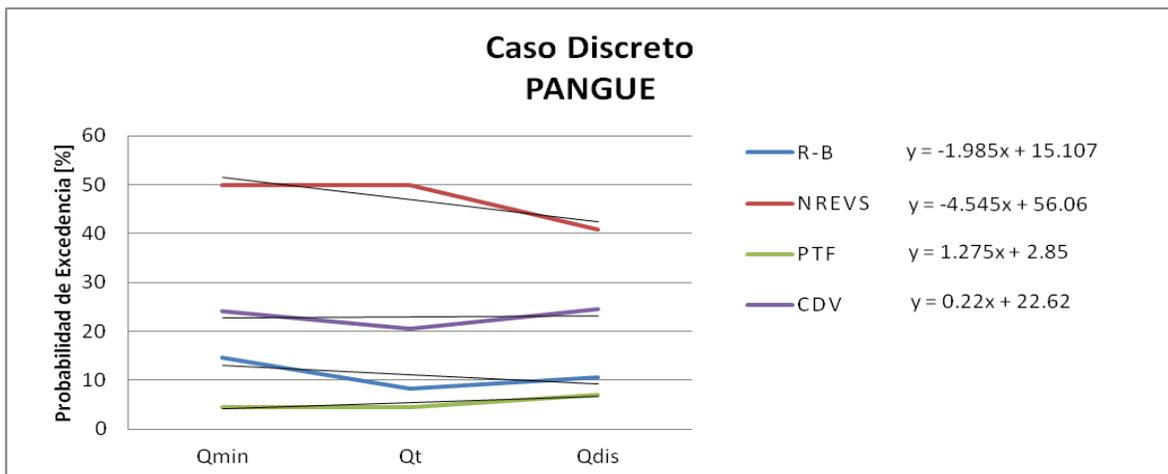


Figura E.11: Variabilidad vs Caudal. Central PANGUE. Caso discreto. Agrupación por centrales.

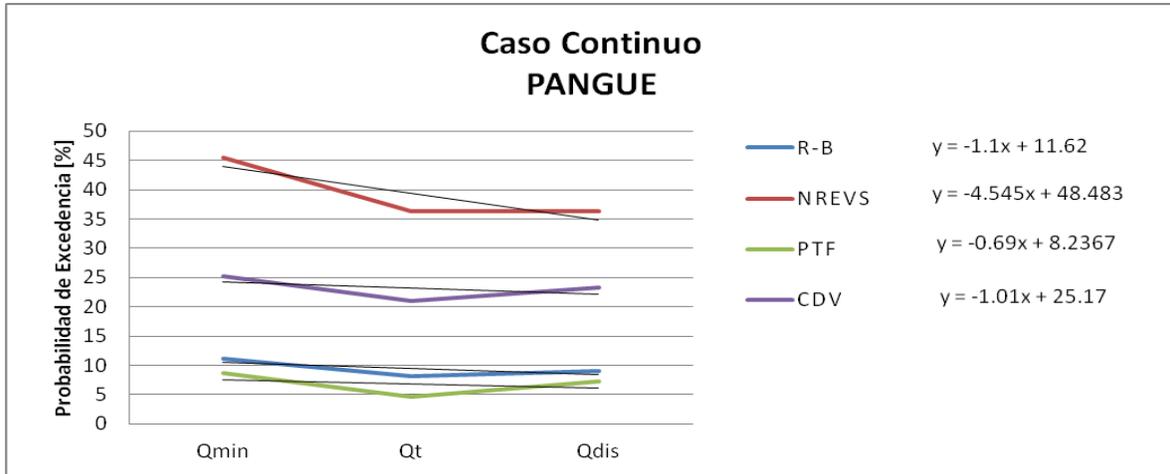


Figura E.12: Variabilidad vs Caudal. Central PANGUE. Caso continuo. Agrupación por centrales.

F. Afluentes Naturales Para las Semanas a Modelar

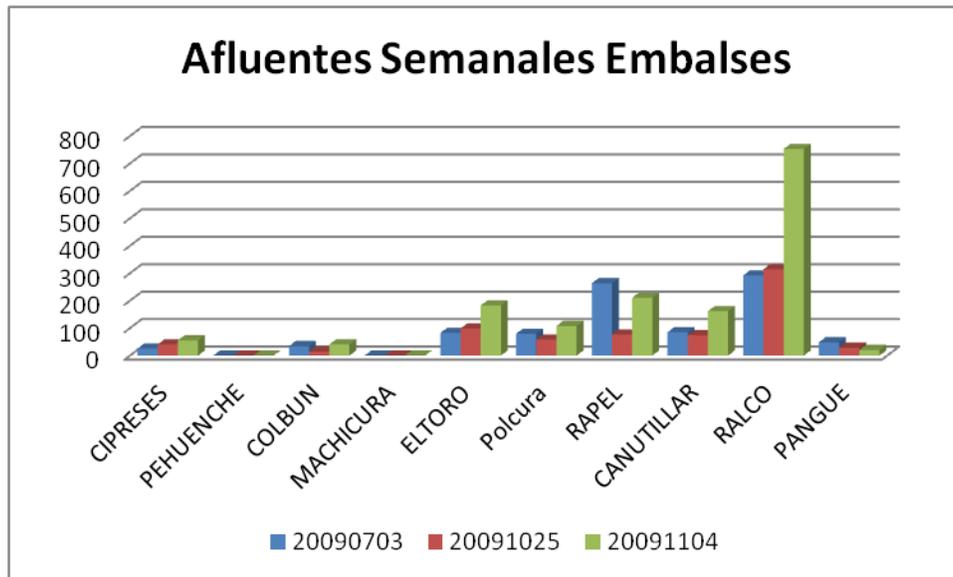


Figura F.1: Afluentes Semanales Unidades de Embalse Para las Semanas a Modelar.

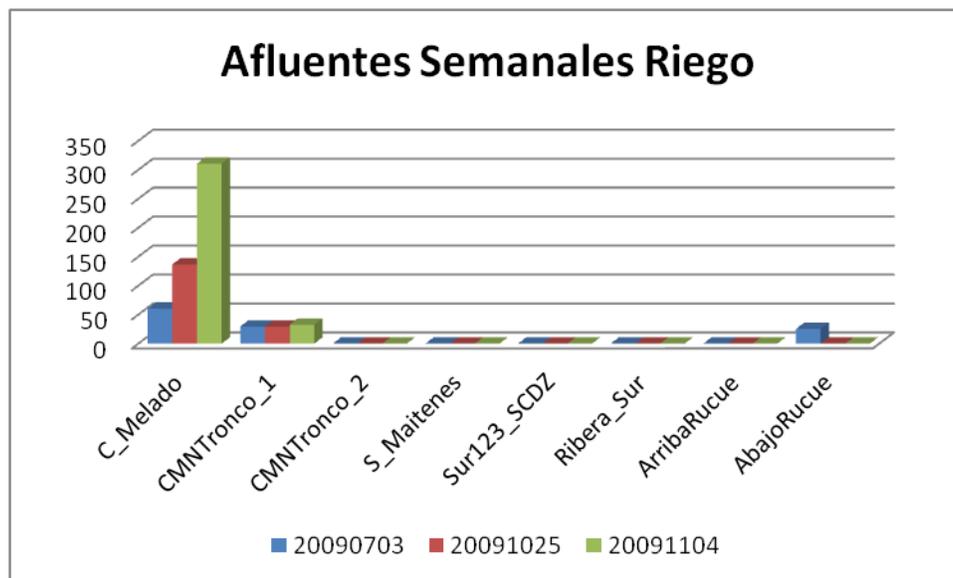


Figura F.2: Afluentes Semanales Unidades de Riego Para las Semanas a Modelar.

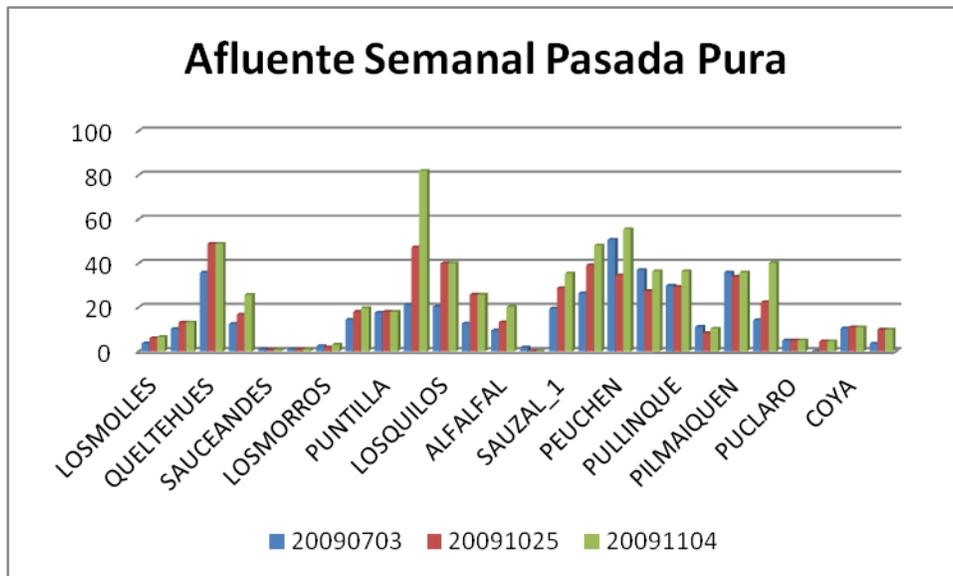


Figura F.3: Afluentes Semanales Unidades de Pasada Pura Para las Semanas a Modelar.

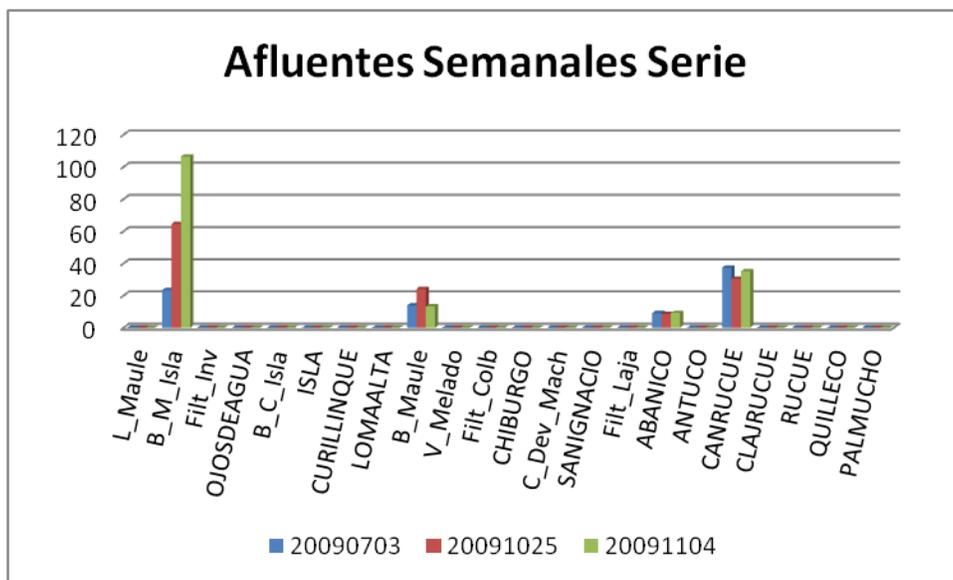


Figura F.4: Afluentes Semanales Unidades en Serie Para las Semanas a Modelar.