

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Diseño de un Controlador GPC para el Gobernador de la Turbina de
la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Magister en Automatización y Control

Presentado por:

Ronald Fabricio García Jara

Edgar Allan Naranjo Mora

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

A DIOS mi dador de vida y de sabiduría durante este proyecto.

A mis padres por ser mis pilares fundamentales en el transcurso de mi vida.

A Nicole por su paciencia y amor constante cada día.

Ronald Fabricio Garcia Jara.

Dedicó este proyecto a mis padres y amigos, que siempre me dieron su apoyo incondicional durante todas las instancias de esta carrera.

Edgar Allan Naranjo Mora

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios porque sé que sin Él no soy nada y con Él lo tengo todo, A mis padres y mi hermano por su apoyo constante, A mis profesores en el transcurso de mi vida que siempre han sembrado en mí. A mi novia Nicole por tanto amor que hoy puedo retribuir.

Ronald Fabricio Garcia Jara

Agradezco a mi familia por su comprensión y estímulo constante, a lo largo de mis estudios

Edgar Allan Naranjo Mora

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Ronald Fabricio García Jara* y *Edgar Allan Naranjo Mora* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Ronald Fabricio García Jara

Edgar Allan Naranjo Mora

COMITÉ EVALUADOR

.....
MSc. Carlos Salazar

PROFESOR TUTOR

.....
PhD. Douglas Plaza

PROFESOR EVALUADOR

RESUMEN

Las centrales de generación hidroeléctricas constituyen cerca del 80% de la producción de energía eléctrica del Ecuador y son parte vital del sistema eléctrico de potencia, estas se encuentran constituidas por un sistema gobernador de velocidad implementado mediante un sistema de control Proporcional Integral Derivativo. PID que a su vez permite la operación controlada de potencia y frecuencia a la red eléctrica y al sistema nacional interconectado.

La central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind posee un gobernador de velocidad de tipo PID que realiza las acciones de control para establecer los modos de control de potencia y velocidad. Se desea diseñar un sistema de control basado en modelo para sus actuadores que permita evaluar el desempeño frente al diseño clásico y realizar un análisis comparativos del desempeño de los controladores de la respuesta frente a eventos de cambios de potencia-frecuencia, para ello se realizó el modelamiento de la turbina-generador de la central hidroeléctrica MLDW, se utilizó el software MATLAB/SIMULINK™ para la simulación de la planta con cada uno de los controladores, donde se observa que el control basado en modelo presenta una leve ventaja en centrales hidroeléctricas al no tener un sobreimpulso en su respuesta con respecto a un controlador PID.

Palabras clave: Gobernador de Velocidad, Control PID, Modelo Control Predictivo, Turbina-Generador,

ABSTRACT

Hydroelectric generation plants constitute about 80% of the electrical energy production in Ecuador and are a vital part of the electrical power system, these are constituted by a speed governor system implemented through a Proportional Integral Derivative control system. PID that in turn allows the controlled operation of power and frequency to the electrical network and the national interconnected system.

The Marcel Laniado de Wind Hydroelectric Power Plant has a PID-type speed governor that performs the control actions to establish the power and speed control modes. It is desired to design a model-based control system for its actuators that allows evaluating the performance against the classic design and carrying out a comparative analysis of the performance of the response controllers against events of power-frequency changes, for which the modeling of the turbine-generator of the MLDW hydroelectric plant, the MATLAB/SIMULINK™ software was used for the simulation of the plant with each of the controllers, where it is observed that the model-based control presents a slight advantage in hydroelectric plants when not have an overshoot in your response with respect to a PID controller.

Keywords: Speed Governor, PID control, Model Predictive Control, Turbine-Generator.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	V
SIMBOLOGÍA	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Descripción del problema.....	1
1.2 Justificación del problema.....	1
1.3 Objetivos.....	2
1.3.1 Objetivo General.....	2
1.3.2 Objetivos Específicos.....	2
CAPÍTULO 2.....	3
2. ESTADO DEL ARTE	3
2.1 Descripción de la planta.....	3
2.2 Gobernador de velocidad.....	7
2.3 Conceptos Básicos PID.....	9
2.4 Conceptos Básicos MPC.....	9
CAPÍTULO 3.....	13
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	13
3.1 Modelo Matemático.....	13
3.2 Simulación controlador PID.....	21
3.3 Simulación del controlador GPC.....	25

3.4	Comparativa del controlador PID frente al controlador MPC	29
3.5	Comparativa diferentes puntos de operación	31
CAPÍTULO 4		34
4.1	CONCLUSIONES.....	34
4.2	RECOMENDACIONES	35
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		37

ABREVIATURAS

CELEC	CORPORACION ELÉCTRICA DEL ECUADOR
GPC	CONTROL PREDICTIVO GENERALIZADO
MLDW	MARCEL LANIADO DE WIND
MPC	CONTROL PREDICTIVO BASADO EN MODELO
MW	MEGAVATIO
NMP	NON MINIMUM PHASE
PID	PID PROPORCIONAL INTEGRAL DERIVATIVO
SEP	SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

SIMBOLOGÍA

U	Velocidad del agua en la compuerta
K_u	Constante de proporción
G	Apertura de los alabes móviles del distribuidor
h	Altura Neta o Salto Bruto
P_m	Potencia mecánica
P_e	Potencia eléctrica del generador
P_L	Potencia entregada a la carga
D	Coefficiente de amortiguamiento de la turbina
ω	velocidad angular
$\Delta P_m(s)$	Cambio potencia mecánica
$\Delta G(s)$	Cambio Apertura de los alabes móviles del distribuidor
T_{wp}	Tiempo de arranque agua
s	Variable compleja de Laplace
$u(k)$	entrada del proceso (variable manipulada)
Δu	Cambio en acción de control
$y(k)$	Salida del proceso (variable controlada)
$\hat{y}(k)$	Salida del proceso (predicha)
A	Área de la tubería
ρ	Densidad de la masa de agua
L	Longitud del Túnel de presión
ρLA	Masa de agua en la tubería
a_g	aceleración de la gravedad
H	Inercia del generador
f	frecuencia del generador
δ	Posición angular del rotor del generador

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Perfil Longitudinal Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind...	5
Figura 2.2 Representación esquemática Turbina Generador [5]	6
Figura 2.3 Sistema de control básico gobernador [6]	8
Figura 2.4 Diagrama controlador MPC	10
Figura 2.5 Representación de Horizonte de control, Horizonte de predicción acciones futuras [7].....	11
Figura 3.1 Esquema de una planta hidroeléctrica [8].....	13
Figura 3.2 Diagrama de Bloque Funcional del sistema turbina generador.....	14
Figura 3.3 Diagrama de bloques del servomotor y de la servoválvula	15
Figura 3.4 Diagrama de Bloque Potencia-Frecuencia	20
Figura 3.5 Diagrama de Bloque interacción Ganancia D.....	20
Figura 3.6 Diagrama de bloque simplificado Potencia-Frecuencia	21
<i>Figura 3.7 Diagrama de Bloque Completo</i>	21
Figura 3.8 Especificaciones para un diseño de control [10].....	22
Figura 3.9 PID Tuner Matlab sintonización.....	23
Figura 3.10 Diagrama de bloques implementación PID.....	23
Figura 3.11 Respuesta impulso de la planta controlador PID	24
Figura 3.12 Esfuerzo del actuador controlador PID	25
Figura 3.13 Diagrama Implementación Controlador GPC modelo real	25
Figura 3.14 Diseño controlador predictivo mpcDesigner™	27
Figura 3.15 Ajuste de los pesos en la acción de control.....	27
Figura 3.16 Respuesta al escalón controlador MPC.....	28
Figura 3.17 Esfuerzo del actuador controlador MPC	29
Figura 3.18 Comparativa respuesta PID vs MPC	30
Figura 3.19 Comparativa Esfuerzo actuador PID vs MPC	31
Figura 3.20 Respuesta PID vs MPC en cota mínima.....	32
Figura 3.21 Respuesta PID vs MPC en cota máxima.....	32

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características principales de cada unidad de generación	6
Tabla 2 Datos Técnicos Central Hidroeléctrica MLDW [9]	14
Tabla 3 Parámetros del sistema modelado	15
Tabla 4 Criterios para el diseño de control	22
Tabla 5 Parámetros de controlador predictivo	26

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del problema

La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind MLDW, está constituida por tres generadores síncronos de 71 MW de turbinas tipo Francis, cada una posee un sistema de control de velocidad formado por sensores y actuadores, dentro de un lazo de control de tipo proporcional, integral y derivativo PID [1], que permite la regulación de la rotación y potencia eléctrica suministrada. Se debe reconocer que uno de los inconvenientes que se posee es el hecho de que la planta es un sistema no lineal, esto significa que los parámetros del modelo de la planta linealizado varía a lo largo del rango de operación, por lo que el PID responde de manera óptima a un punto de operación de diseño, además existen perturbaciones como el torque eléctrico producido por las variaciones del sistema eléctrico como lo son mayor demanda de potencia, lo que influye sobre la velocidad de rotación de la turbina, siendo este una variable que se debe controlar, se desea diseñar un controlador basado en modelo denominado Control Predictivo Generalizado GPC [2] en la aplicación del gobernador de la turbina de la central hidroeléctrica, y comparar las ventajas con el control clásico PID.

1.2 Justificación del problema

El presente trabajo permite diseñar un control basado en modelo GPC para el control de velocidad de la turbina tipo Francis de la central hidroeléctrica MLDW, e identificar las ventajas de aplicar un control que permita una respuesta más acorde a los cambios que se presenten en el sistema eléctrico en el ámbito de control de potencia y frecuencia, debido a las variaciones por rechazo de carga o pérdida de generación, así como en las limitaciones físicas que se presentan en los actuadores.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar el desempeño controlador MPC en diferentes puntos de operación frente a un controlador PID en la central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Modelar el funcionamiento del conjunto Turbina-Generador de la Central Hidroeléctrica mediante los principios físicos de la planta a través de las ecuaciones diferenciales.
- Diseñar un controlador PID clásico mediante el uso del software Matlab-Simulink™, para el control de la turbina
- Diseñar un controlador GPC mediante el uso del software Matlab-Simulink™, para el control de la turbina
- Comparar el diseño de los controladores mediante la respuesta del sistema para conocer los parámetros de tiempo de subida, tiempo de asentamiento y estabilidad.
- Verificar el desempeño del controlador GPC ante perturbaciones de la velocidad de la turbina.

CAPÍTULO 2

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 Descripción de la planta

En Ecuador, la cuenca del Río Guayas comprende el área de captación del sistema fluvial que conforman los ríos Daule, Vinces y Babahoyo, con sus respectivos afluentes, confluyen al norte de Guayaquil en un colector único, y el río Guayas, que descarga al mar 30 mil millones de metros cúbicos de agua, en promedio anual. [3]

El promedio de lluvias que caía anualmente en la región costera iba desde 3,000 mm en Santo Domingo de los Colorados, hasta 2,200 mm en Quevedo; 1,800 mm y 1,200 a la altura de Babahoyo y Daule, respectivamente; 1,000 mm en Guayaquil, 750 en Chungón hasta llegar a los 50 mm en el extremo occidental de la península de Santa Elena [3]

Debido a estas situaciones, se persiguió la construcción de proyectos emblemáticos, como las centrales hidroeléctricas Paute Molino y Paute Cardenillo, cuyo objetivo era la generación eléctrica con recursos renovables implicando un gran avance productivo a nivel nacional, por lo que se aprovecharon las fuentes naturales de las grandes masas de agua.

La generación de energía eléctrica suministrada por una central hidroeléctrica se la obtiene aprovechando la energía potencial de una gran masa de agua almacenada en un reservorio. Al ingresar por compuertas, el agua almacenada fluye a través de un ducto forzado y llega a una turbina hidráulica, donde se realiza la transferencia de energía mecánica a eléctrica de uno o varios generadores eléctricos.

El proyecto de propósito múltiple Jaime Roldós Aguilera fue constituido por la presa Daule-Peripa, la central hidroeléctrica MLDW y los sistemas de riego del valle de Daule.

Este proyecto tuvo diversos fines, entre los principales [4]:

- Proteger la cuenca baja del río Daule de las inundaciones.

- Proporcionar riego y drenaje mediante un trasvase a la península de Santa Elena.
- Proporcionar agua para riego y para consumo a las poblaciones de Manabí, mediante el trasvase al embalse la Esperanza Suministrar agua para consumo de la ciudad de Guayaquil y ciudades aledañas al río Daule.
- Generar 600 millones de kilovatios de energía eléctrica para el sistema nacional interconectado (SNI), mediante la central hidroeléctrica MLDW.

La cuenca Daule-Peripa es uno de los más extensos reservorios naturales de agua, ubicada al norte de la costa ecuatoriana a la altura de la intersección de la provincia del Guayas con las provincias de Manabí y Los Ríos. Esta cuenca tiene una capacidad de almacenamiento de 6000 millones de metros cúbicos. [4]

La operación de la central hidroeléctrica MLDW está ligada a la de la presa Daule-Peripa. Su construcción finalizó en el año 1987, mientras que la operación experimental de las unidades de la central se inició el 26 de abril de 1999 con la puesta en operación de la primera unidad con una potencia instalada de 71 MW. Las otras dos unidades de similares características entraron en operación en los meses de junio y agosto de 1999, obteniendo así una potencia neta instalada de 213 MW. que corresponde a una producción promedio de energía anual de 1000 GWh aportando cerca del 4% de la demanda nacional.

La operación, manejo y mantenimiento de la central constituye el objeto la Unidad de Negocio CELEC EP- HIDRONACION. Su esquema general se muestra en la Figura 2.1 y las características principales de cada unidad de generación instalada se detallan en la Tabla 1. Para completar la transmisión de la energía eléctrica obtenida se necesita de transformadores y líneas de transmisión, logrando así el transporte de esta energía, en alta tensión y a larga distancia, sin embargo, el detalle de estos equipos eléctricos no fue estudiados ni descritos en este proyecto.

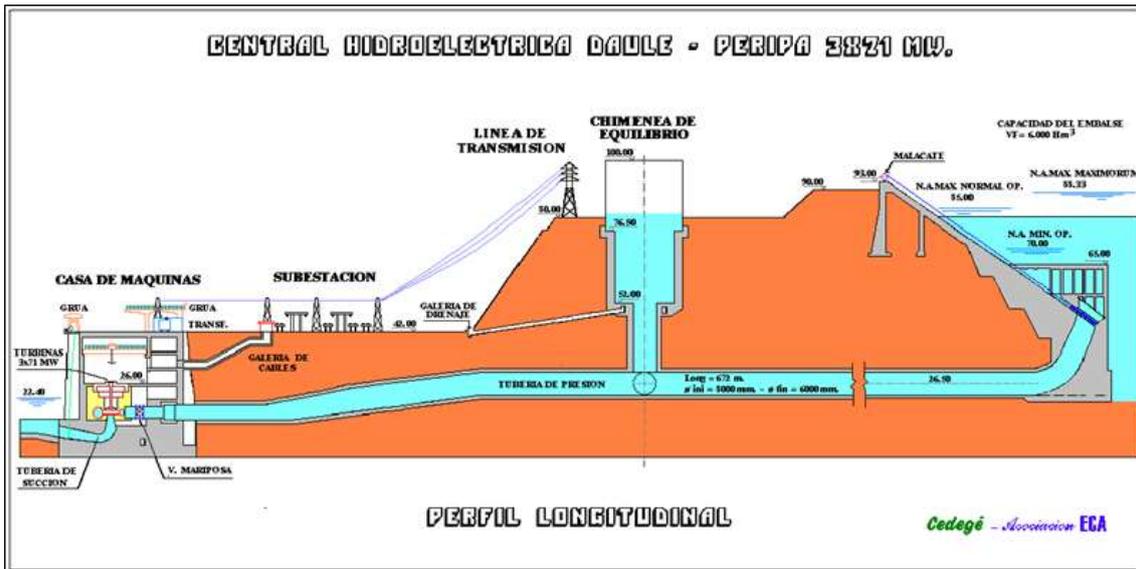


Figura 2.1 Perfil Longitudinal Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind

Además, la central tiene un régimen hidrológico, diferente a las centrales Paute, Agoyán y Pucara, permitiendo de esta manera tener una buena disponibilidad en época de estiaje de la Sierra y Oriente. [4]

Gracias a los primeros estudios de los sistemas eléctricos en turbinas hidráulicas, remontados a inicios de los años 70, se hallaron los primeros modelos matemáticos sencillos que consisten en funciones de transferencia (FT) de los sistemas de control de velocidad y de potencia de turbinas. Sin embargo, estos primeros modelos fueron inadecuados ante la presencia de grandes variaciones de potencia y frecuencia, como, por ejemplo, cuando se tenían oscilaciones de masa de agua entre el tanque de compensación y el depósito. En las secciones siguientes se detallará el diseño y selección de controladores de velocidad y potencia que brinden una respuesta óptima para la operación de la central a partir de su modelo determinado.

Tabla 1 Características principales de cada unidad de generación [1]

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE CADA UNIDAD DE GENERACIÓN	
Tipo de turbina	Francis (eje vertical)
Salto bruto	68.5 m
Caudal turbinado	138 m ³ /s
Potencia nominal	71 MW
Tensión nominal	13.8 KV
Corriente nominal	3305 A
Factor de potencia	0.9
Velocidad síncrona	164 RPM
Tensión nominal de excitación	194 V
Corriente nominal de excitación	1200 A
Frecuencia	60 Hz
Conexión en el devanado del estator	Star
Numero de fases	3
Numero de polos	44

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), es uno de los parámetros más deseados en la industria de generación de energía eléctrica, debido a que estos en su mayoría son susceptibles por su naturaleza a eventos de fallas, el intervalo de tiempo que la perturbación exista, dando origen a la inestabilidad del sistema.

Los Generadores Eléctricos accionados por una turbina, se puede representar como una masa rotativa

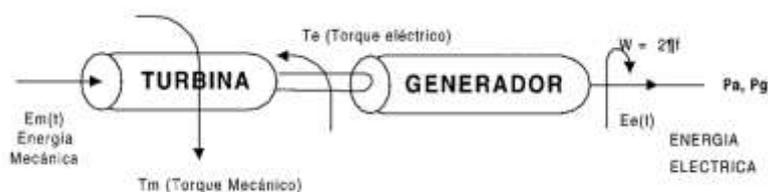


Figura 2.2 Representación esquemática Turbina Generador [5]

En donde existen tres escenarios posibles:

Cuando la carga eléctrica aumenta

- Torque Eléctrico >Torque mecánico.
La velocidad de rotación de la maquina disminuye.

Cuando la carga eléctrica en el sistema disminuye

- Torque Eléctrico <Torque mecánico.
La velocidad de rotación de la maquina aumenta.

Cuando no existe variación de la carga eléctrica

- Torque Eléctrico =Torque mecánico.

La capacidad de un SEP para mantener la estabilidad depende en gran medida de los controles disponibles en el sistema para amortiguar las oscilaciones electromecánicas. Por lo tanto, el estudio y diseño de controles son muy importante.

2.2 Gobernador de velocidad

El gobernador es el controlador principal de la turbina hidráulica. El gobernador varía el flujo de agua a través de la turbina para controlar su velocidad o potencia de salida. La velocidad de las unidades generadoras y la frecuencia del sistema pueden ser ajustadas por el gobernador. [6]

El gobernador según IEEE std.75 incluye lo siguiente:

- a) Elementos sensores de velocidad.
- b) Actuadores de control del gobernador.
- c) Sistema de suministro de presión hidráulica.
- d) Servomotores de control de turbina: normalmente se suministran como parte de la turbina.

Las funciones principales del gobernador de la turbina hidráulica son las siguientes:

- i. Para iniciar, mantener y ajustar la velocidad de la unidad para sincronizar con las unidades/cuadrícula en funcionamiento.
- ii. Para mantener la frecuencia del sistema después de la sincronización ajustando la salida de la turbina a los cambios de carga.
- iii. Compartir los cambios de carga con las otras unidades de manera planificada en respuesta al error de frecuencia del sistema.
- iv. Para ajustar la salida de la unidad en respuesta al operador u otros comandos de supervisión.
- v. Para realizar un apagado normal o un apagado de emergencia por exceso de velocidad para protección. [6]

En sistemas aislados el gobernador controla la frecuencia. En un sistema grande, puede ser necesario para el control de la operación de carga del sistema. Ahora se emplean reguladores de carga electrónicos digitales. En las unidades hidroeléctricas pequeñas, los gobernadores digitales también se emplean para el control y la protección de la planta. [6]

El sistema de control del gobernador para turbinas hidráulicas es básicamente un sistema de control de retroalimentación que detecta la velocidad y la potencia de la unidad generadora o el nivel del agua de la cámara de carga de la instalación hidroeléctrica, etc. y toma medidas de control para operar los dispositivos de control de descarga/carga de acuerdo con la desviación del punto de ajuste real del punto de referencia. [6]

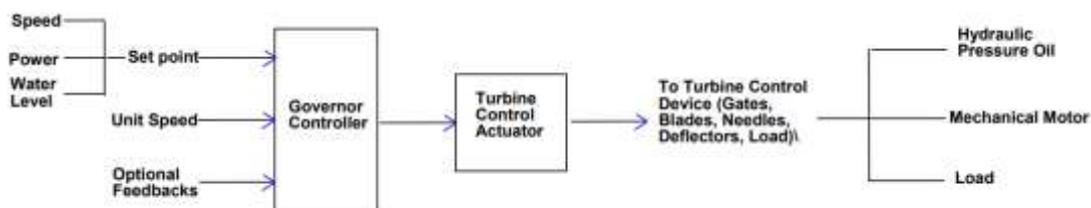


Figura 2.3 Sistema de control básico gobernador [6]

2.3 Conceptos Básicos PID

EL controlador PID es de los controladores más populares, debido a su relativamente fácil configuración incluso cuando no se conoce el modelo matemático de la planta a controlar.

Este controlador compara la variable a controlar, con su valor deseado y ejerce una medida compensatoria con respecto a esta diferencia.

El algoritmo del PID consta de 3 bloques o influencias que se suman y esta señal final es enviada al actuador para de esta forma controlar la planta.

El bloque proporcional genera una señal que es proporcional al error, o sea es el producto de una constante de K_p por el error.

El bloque integrador genera una señal que es la suma o integración de los errores que la parte proporcional no logra corregir. El error es integrado por un periodo de tiempo, luego es multiplicado por una constante K_i y sumado a la señal proporcional.

El bloque derivativo genera una señal que corrige el error proporcionalmente a la misma velocidad con la que se produce, matemáticamente se deriva el error con respecto al tiempo y se multiplica por una constante K_d .

Uniendo las 3 partes tenemos la formula:

$$y(t) = K_p * e(t) + K_i \int_0^t e(\tau) d\tau + K_d * \frac{de(t)}{dt} \quad (2.1)$$

2.4 Conceptos Básicos MPC

El control predictivo basado en procesos conocido como MPC (Model Predictive Control) es un método de control avanzado que venido siendo implementado dentro de la industria de procesos químicos y petróleo. Sin embargo, en años recientes ha sido utilizado para el análisis y control de la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

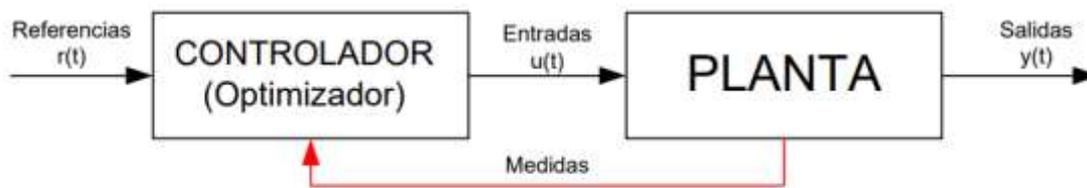


Figura 2.4 Diagrama controlador MPC

El control predictivo de proceso es un algoritmo de control multivariable que usa:

- Un modelo dinámico interno del proceso.
- Un historial de movimientos de control pasados y
- Una función de optimización de costos J sobre el horizonte de predicción errante.

El principal enfoque que el MPC difiere de otras técnicas de control es que MPC adopta la optimización del horizonte de retroceso y los movimientos de control se implementan de manera de horizonte de retroceso.

La función de un modelo de predicción se basa en la información pasada y las entradas futuras para predecir la salida futura.

La técnica de control predictivo basada en modelos se muestra en la Figura 2.4. Supongamos que el punto de partida es el tiempo k , y usando un modelo de proceso, es posible predecir salidas futuras para algún horizonte de tiempo P , llamado horizonte de predicción. La salida de estas predicciones depende de los valores conocidos hasta el tiempo k (entradas y salidas pasadas) y señales de control futuras. Este rango P comienza en el tiempo $k + 1$ y termina en el tiempo $k + P$. El horizonte de control M es el intervalo de tiempo en el que se calcula la acción de control. Calcular el conjunto de futuras señales de control mediante la optimización de un determinado criterio con el objetivo de que el proceso sea lo más cercano posible a la referencia. Este criterio suele adoptar la forma de una función cuadrática que predice el error entre la señal de salida predicha y la señal de salida de referencia.

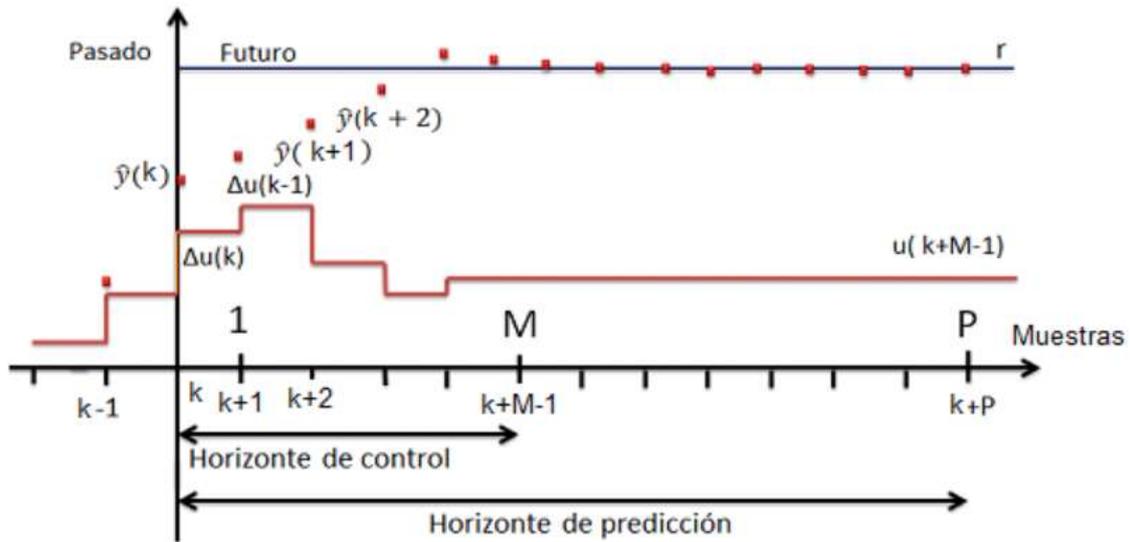


Figura 2.5 Representación de Horizonte de control, Horizonte de predicción acciones futuras [7]

k : índice de tiempo discreto.

$u(k)$: entrada del proceso (variable manipulada).

$\Delta u(k)$: cambio en la acción de control.

$y(k)$: salida del proceso (variable controlada).

$\hat{y}(k)$: salida del proceso (predicha).

M : Horizonte de control.

P : Horizonte de Predicción.

La función Coste que permita obtener de manera óptima la ley de control es de tipo cuadrática

$$\begin{aligned}
 FC[y(k), u(k)] = & \sum_{i=1}^P Q(r(k+i) - \hat{y}(k))^2 + \sum_{i=1}^M R_i[\Delta u(k+i-1)]^2 \\
 & + \sum_{i=1}^P W_i[\Delta \hat{y}(k)]^2
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Donde:

$r(k)$: señal de referencia

$\Delta u(k+i) = u(k+i) - u(k+i-1)$ cambio en la acción de control

$\Delta \hat{y}(k) = \hat{y}(k) - \hat{y}(k)$ cambio estimado de la salida predicha

Q, R y W: términos ponderables que efectúan un escado en la referencia, acción de control y salida estimada respectivamente.

Las dos ventajas principales del MPC sobre los controladores clásicos, es decir, los controladores de estructura PID, son las siguientes:

- MPC incorpora restricciones duras en la ley de control de forma natural durante la fase de diseño del controlador.
- Es relativamente sencillo extender el controlador MPC para la aplicación SISO a la aplicación MIMO (entrada múltiple salida múltiple).

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Modelo Matemático

Para la determinación del modelo se consideró detalladamente todos los subsistemas electromecánicos como el regulador de velocidad principal, el controlador, el servoactuador del distribuidor de la turbina, y el comportamiento mecánico de la turbina. La representación de la turbina y la columna de agua se basa usualmente en las siguientes asunciones [8]:

La resistencia hidráulica es despreciable.

El conducto forzado es inelástico e incompresible.

La velocidad del agua varía directamente con la apertura de los alabes y con la raíz cuadrada del salto máximo.

La salida de la turbina es proporcional al producto del salto máximo y el volumen de agua.

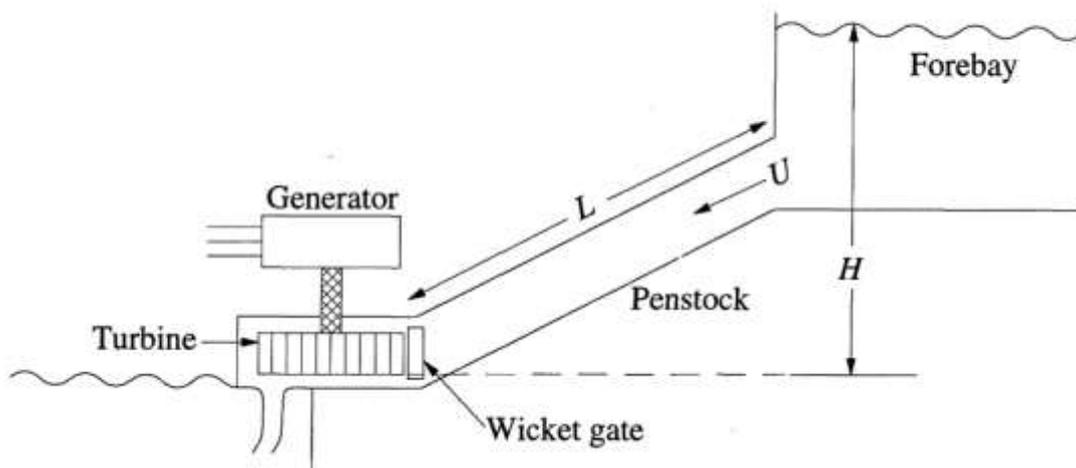


Figura 3.1 Esquema de una planta hidroeléctrica [8]

El diagrama de bloques funcional para una única unidad de la central hidroeléctrica MLDW se muestra en la Figura 3.2, el cual consiste en un

regulador de velocidad, un distribuidor, la turbina y el generador. El voltaje generado se conecta a una red eléctrica y se considera constante.

Tabla 2 Datos Técnicos Central Hidroeléctrica MLDW [9]

Descripción	Valor	Unidad
Cota mínima	70	m
Cota máxima	85	msnm
Nivel Descarga	19,5	msnm
Salto Bruto	68,5	m
Longitud Túnel de Presión	672	m
Diámetro Túnel de Presión	8-6	m
Caudal nominal	132,5	m ³ /h

La salida del regulador (CO) de velocidad es proporcional a la señal de referencia, o consigna, de la apertura de la compuerta. Esta compuerta es actuada por un cilindro hidráulico (servomotor) que rota el anillo del distribuidor permitiendo cambios de flujo de agua, el mismo que recibe la señal de referencia propiamente para así controlar la apertura.

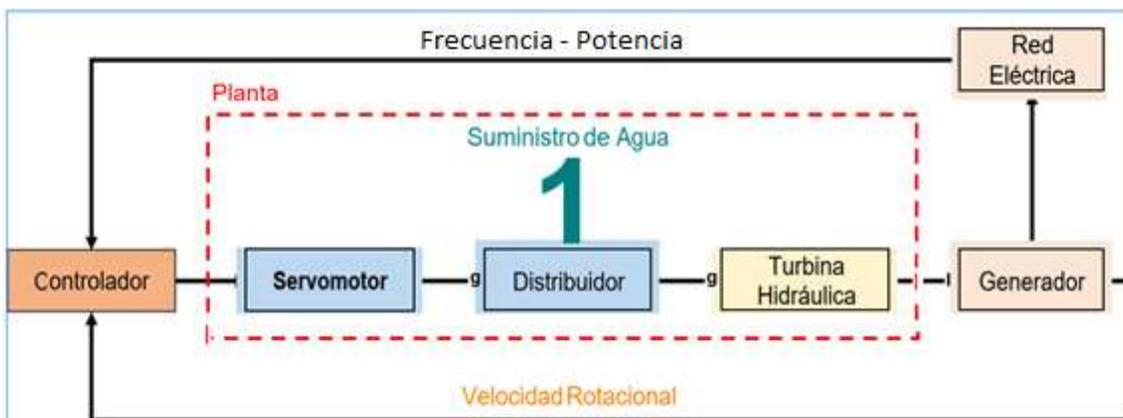


Figura 3.2 Diagrama de Bloque Funcional del sistema turbina generador

Con la estructura detallada del servomotor y la servoválvula, se consideró analizar el diagrama del lazo de posición del distribuidor proporcionado por el fabricante VOITH SIEMENS de la central hidroeléctrica MLDW [1], como se muestra en la Figura 3.3.

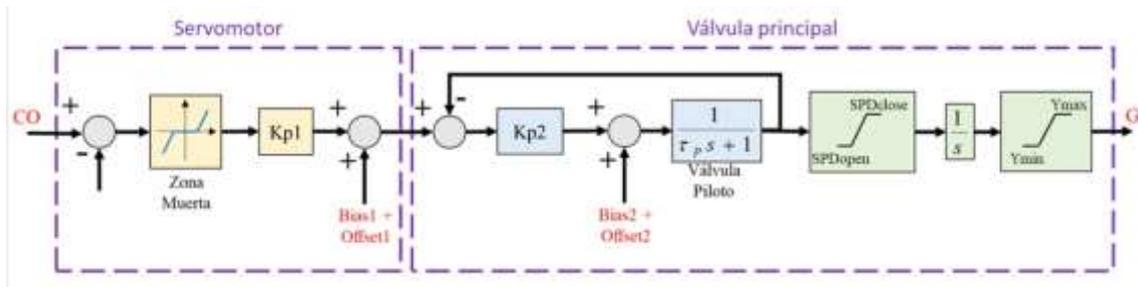


Figura 3.3 Diagrama de bloques del servomotor y de la servoválvula

Los parámetros mostrados en el diagrama de bloques del conjunto servomotor-servoválvula se muestran y se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3 Parámetros del sistema modelado [1]

K_f	Ganancia de influencia de frecuencia	0.04
K_{p1}	Ganancia proporcional del servomotor	5.5
K_{p2}	Ganancia proporcional de la servoválvula	3.5
τ_p	Tiempo de válvula proporcional	0.05 [s]
SPD_{open}	Velocidad de apertura del distribuidor	1.61 [1/s]
SPD_{close}	Velocidad de cierre del distribuidor	-3.97 [1/s]
Y_{max}	Máxima apertura del distribuidor	100%
Y_{min}	Apertura mínima del distribuidor	0%
T_{wp}	Tiempo de agua constante	5.52 [s]
ω_o	Velocidad nominal de la turbina	164 [RPM]
S_o	Potencia nominal aparente de la turbina	78.07 [MVA]
J	Momento de inercia de la turbina	600 [Ton.m ²]
D	Factor de amortiguación de la turbina	2

Se omitieron varios comportamientos no lineales junto con el valor de la banda muerta del servomotor, y se obtuvo la siguiente FT omitiendo también los valores de saturación

$$\frac{G(s)}{CO(s)} = \frac{Kp1 * Kp2}{\tau_p s^2 + s + Kp2} \quad (3.1)$$

Las constantes $Kp1$ y $Kp2$ fueron consideradas como constantes proporcionales, y cuando se relacionó la potencia mecánica con la apertura de la válvula del distribuidor.

Para el comportamiento dinámico de la turbina hidráulica, operando a plena carga, se analizó la relación entre la velocidad del agua en la compuerta (U) y la apertura de la válvula del distribuidor (G), donde también interviene la presión del agua en la compuerta. En este tipo de aplicaciones, a esta presión se la conoce como cabezal hidráulico (h), o nivel piezométrico

$$U = K_u G \sqrt{h} \quad (3.2)$$

Para pequeños desplazamientos en el punto de operación

$$\Delta U = \frac{\delta U}{\delta h} \Delta h + \frac{\delta U}{\delta G} \Delta G$$

Sustituyendo la expresión apropiada para las derivadas parciales y dividiendo por $U_o = K_u G_o \sqrt{h_o}$

$$\frac{\Delta U}{U_o} = \frac{\Delta h}{2h_o} + \frac{\Delta G}{G_o}$$

o

$$\Delta \bar{U} = \frac{1}{2} \Delta \bar{h} + \Delta \bar{G} \quad (3.3)$$

El prefijo Δ denota pequeñas desviaciones y la super barra "-" indica valores normalizados estado estable en el punto de operación.

La potencia mecánica (P_m) de la turbina hidráulica es proporcional a la presión y al flujo del agua.

$$P_m = K_u h U \quad (3.4)$$

Linealizando, considerando pequeños desplazamientos, y normalizando ambos lados $P_{m0} = K_p h_0 U_0$ donde se tiene

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m0}} = \frac{\Delta h}{h_0} + \frac{\Delta U}{U_0}$$

o

$$\Delta \bar{P}_m = \Delta \bar{h} + \Delta \bar{U} \quad (3.5)$$

Sustituyendo $\Delta \bar{U}$ de (3.3)

$$\Delta \bar{P}_m = 1.5 \Delta \bar{h} + \Delta \bar{G} \quad (3.6)$$

De manera alternativa, sustituyendo para $\Delta \bar{h} = \Delta h$, se puede escribir

$$\Delta \bar{P}_m = 3 \Delta \bar{U} - 2 \Delta \bar{G} \quad (3.7)$$

La aceleración de columna de agua, debido a cambio en la cabeza de la turbina, caracterizada por la segunda ley de Newton

$$(\rho LA) \frac{d\Delta U}{dt} = -A(\rho a_g) \Delta h \quad (3.8)$$

Dividiendo ambos lados por $A\rho a_g \Delta h_0 U_0$, la ecuación de aceleración se normaliza

$$\frac{LU_0}{a_g h_0} \frac{d}{dt} \left(\frac{\Delta U}{U_0} \right) = - \frac{\Delta h}{h_0}$$

o

$$T_{wp} \frac{d(\Delta \bar{U})}{dt} = -\Delta \bar{h} \quad (3.9)$$

Donde por definición

$$T_{wp} = \frac{LU_o}{a_g h_0} \quad (3.10)$$

Donde T_{wp} es conocido como tiempo de arranque de agua, y representa el tiempo requerido para una columna de agua h_0 acelerar el agua por el ducto forzado a la velocidad U_o , se puede apreciar que T_{wp} varia con la carga. Un valor típico de T_{wp} a plena carga este ente 0.5 y 4.0s. [8]

La ecuación (3.9) representa una característica importante de una planta hidroeléctrica. Una explicación de la ecuación es que si una contrapresión es aplicada al final del conducto forzado por un cierre de los alabes, entonces el agua en el conducto forzado desacelerará. Es decir, si hay un cambio de presión positiva, habrá un cambio de aceleración negativa. [8]

De las ecuaciones (3.3) y (3.9), se puede expresar la relación entre la velocidad y cambio en la posición de los alabes

$$T_{wp} \frac{d(\Delta\bar{U})}{dt} = 2(\Delta\bar{G} - \Delta\bar{U}) \quad (3.11)$$

Reemplazando el operador d/dt por el operador s

$$T_{wp}s\Delta\bar{U} = 2(\Delta\bar{G} - \Delta\bar{U})$$

o

$$\Delta\bar{U} = \frac{1}{1 + \frac{1}{2}T_{wp}s} \Delta\bar{G} \quad (3.12)$$

Sustituyendo por $\Delta\bar{U}$ de la ecuación (3.7) y acomodando se obtiene

$$\frac{\Delta\bar{P}_m}{\Delta\bar{G}} = \frac{1 - T_{wp}s}{1 + \frac{1}{2}T_{wp}s} \quad (3.13)$$

La ecuación (3.13) representa la clásica función de transferencia de una turbina hidráulica. Muestra como la salida de la potencia de turbina cambia en respuesta de los cambios de los alabes móviles para un caso ideal. [8]

La constante T_{wp} corresponde al tiempo de arranque del agua, o constante de tiempo del agua en los canales de presa, la misma que depende de las condiciones en el punto de operación de la turbina y de la longitud del canal en la central hidroeléctrica MLDW [4]. Con la ayuda de esta FT determinado, se obtuvo un modelo lineal de la turbina hidráulica. Además, se consideró la resistencia hidráulica fue despreciable, el fluido incomprensible y las tuberías del canal en la presa inelásticas. [8]

El sistema dinámico del generador se deriva de la ecuación de Swing

$$\frac{H}{\pi f} \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = P_m - P_e \quad (3.14)$$

Donde H es la Inercia del generador, δ es la posición angular del rotor del generador, f es la frecuencia, P_m representa la potencia mecánica y P_e la potencia eléctrica.

Para pequeñas perturbaciones tenemos

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{\partial^2 \Delta \delta}{\partial t^2} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (3.15)$$

Que en términos de velocidad nos queda

$$\frac{d\Delta \frac{\omega}{\omega_s}}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (3.16)$$

Como estamos trabajando el modelo en forma normalizada podemos escribir

$$\frac{d\Delta \omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (3.17)$$

Aplicando la transformada de Laplace

$$\Delta \omega(s) = \frac{1}{2Hs} [\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)] \quad (3.18)$$

Esta ecuación se la puede representar como Figura 3.4

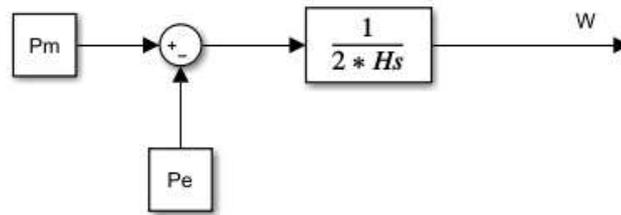


Figura 3.4 Diagrama de Bloque Potencia-Frecuencia

La carga en el sistema de transmisión viene dada por cargas resistivas que no se ven afectadas por cambios en la frecuencia y las cargas sensibles a los cambios de frecuencia como pueden ser los motores eléctricos, entonces podemos decir q la Potencia eléctrica suministrada está dada por:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + \Delta D\omega \quad (3.19)$$

Donde ΔP_L son las variaciones de la carga resistiva y $\Delta D\omega$ representa las variaciones de la carga sensible a los cambios de frecuencia, D esta expresado como el cambio en porcentaje de la carga sobre el cambio en porcentaje de la frecuencia. De tal forma que si la carga cambia en 1.4% por un 1% de cambio en la frecuencia, entonces $D = 1.4$.

Representando gráficamente todo lo expuesto.

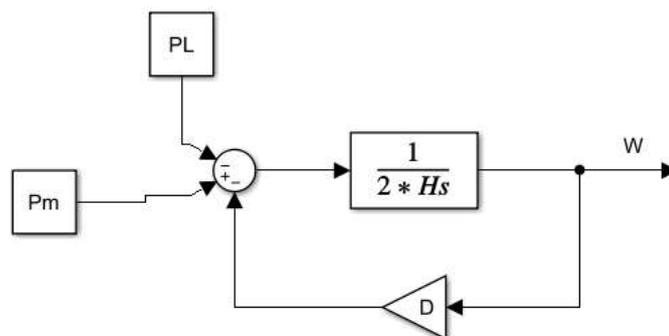


Figura 3.5 Diagrama de Bloque interacción Ganancia D

Aplicando un poco de algebra de bloques simplificamos el grafico así:

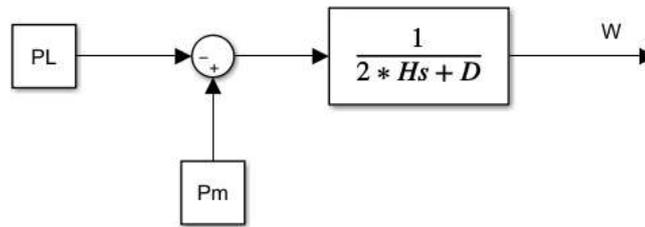


Figura 3.6 Diagrama de bloque simplificado Potencia-Frecuencia

Uniendo todos los bloques que componen la central hidroeléctrica el modelo matemático completo se representa en el diagrama de bloque.

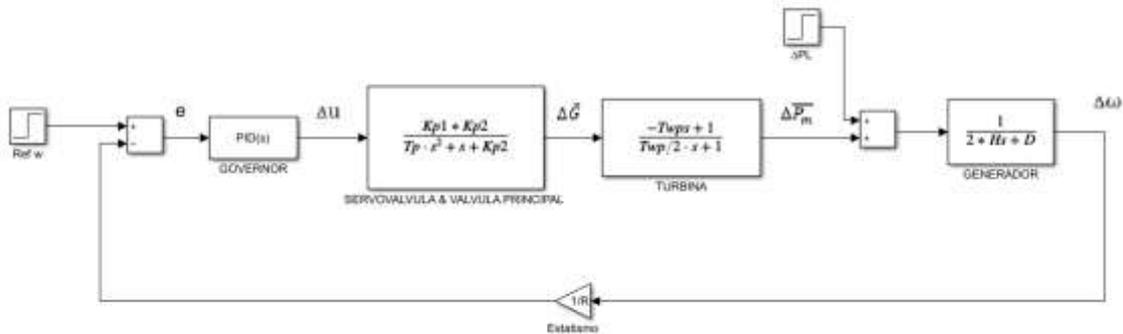


Figura 3.7 Diagrama de Bloque Completo

3.2 Simulación controlador PID

Para la sintonización del PID se utilizó la plataforma MATLAB™ y SIMULINK™ donde se realizó el diagrama de bloque y se utilizó la herramienta PID Tuner™, para ello se realizó los ajustes necesarios para poder definir las especificaciones del diseño de control.

En la figura 3.1 se muestra una respuesta típica al excitar un sistema con una señal de entrada tipo escalón, de esta grafica podemos definir parámetros como tiempo de subida, sobreimpulso, etc.

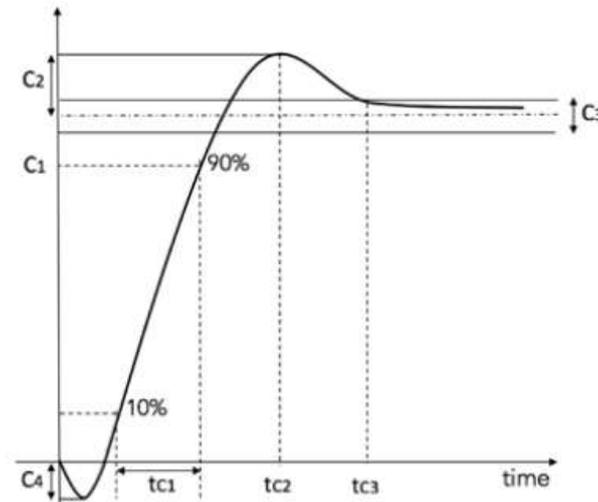


Figura 3.8 Especificaciones para un diseño de control [10]

Para la sintonización del controlador hemos decidido establecer las especificaciones que se muestran en la tabla 3, por medio de la representación de la Figura 3.8 que estable los criterios de la respuesta impulso por medio de las variables C_1 , C_2 , C_3 y C_4 . que son los que más se acercan a los valores reales de la planta hidroeléctrica.

Tabla 4 Criterios para el diseño de control

Criterio	Especificación respuesta impulso
C_1 - tiempo de subida	$C_1 > 90\%$ al T_{c1} 100s
C_2 - sobreimpulso	$C_2 < 10\%$ al T_{c2} 40s
C_3 - tiempo de asentamiento	$t_{c3} = 30$ s para $C_3 \leq 0.5\%$
C_4 - NMP	$C_4 \leq 2\%$

A continuación, se muestra el diseño final obtenido de la herramienta PID Tuner™, que se la usa para obtener los parámetros del PID necesarios para que cumpla con la tabla de requerimientos.

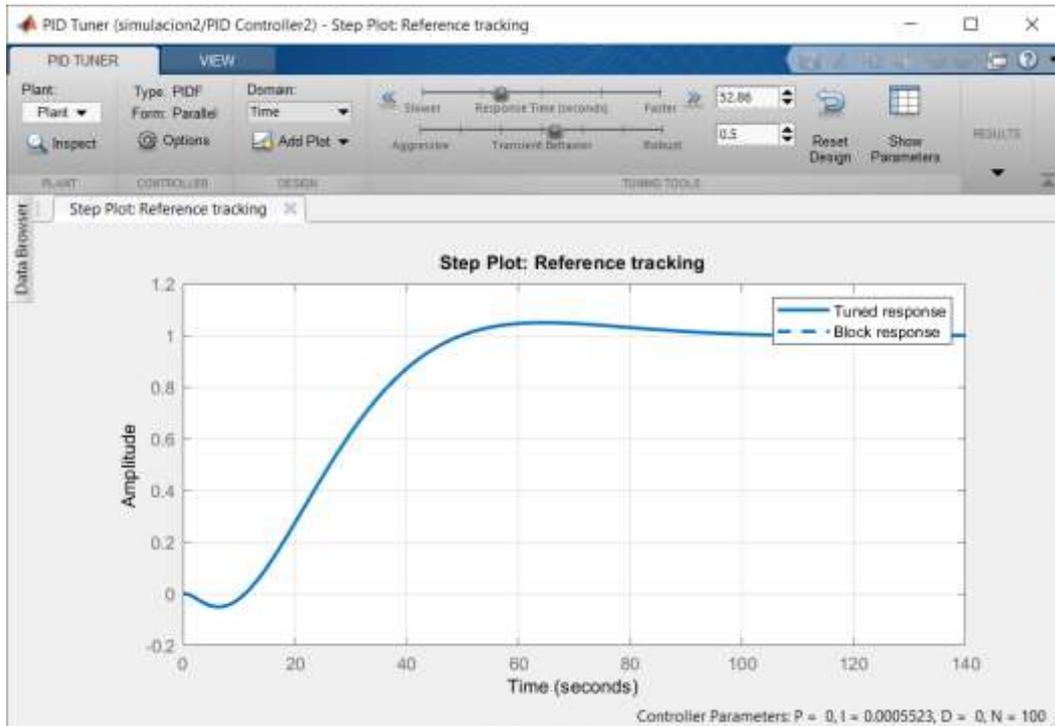


Figura 3.9 PID Tuner Matlab sintonización

Para la simulación de la respuesta del controlador PID agrupamos el sistema de servo motor y válvula del gate en un solo bloque y lo conectamos al bloque de la turbina y del generador, adicionalmente se agregó un impulso de 10% potencia por parte de la red para que el controlador PID de la turbina trate de compensar ese pedido de potencia, abriendo un poco los alabes.

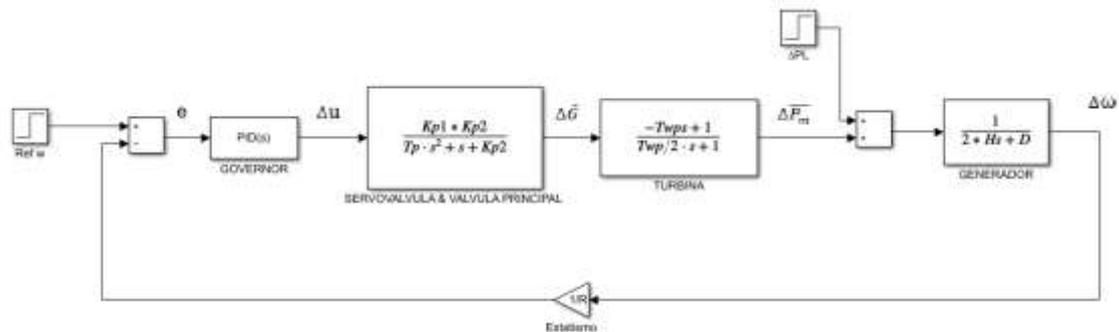


Figura 3.10 Diagrama de bloques implementación PID

Luego de correr la simulación del controlador PID obtenemos el siguiente resultado:

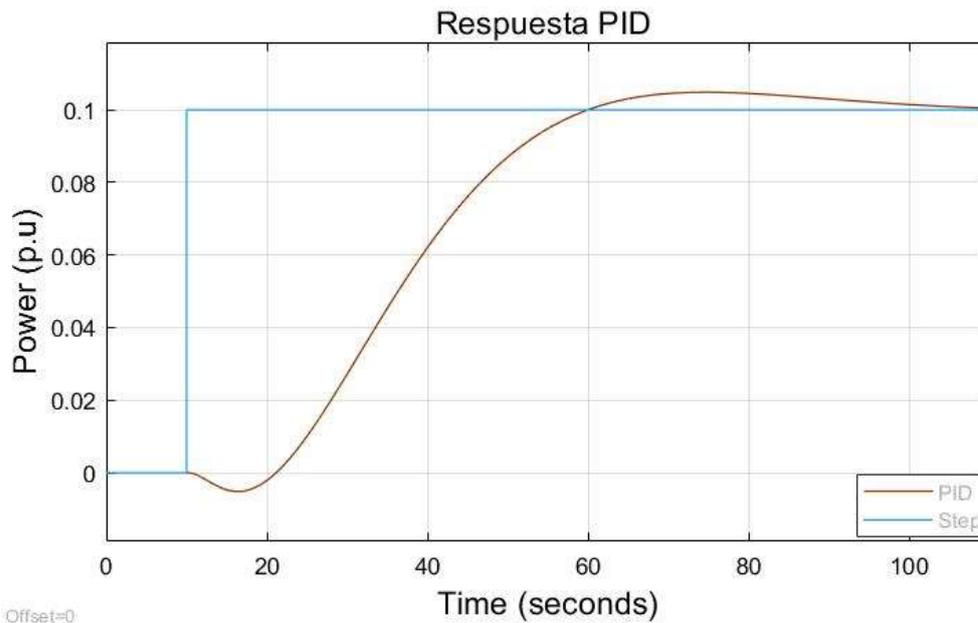


Figura 3.11 Respuesta impulso de la planta controlador PID

Como se ve en la Figura 3.11 el controlador PID cumple con los requerimientos que pide la red nacional, tiene un NMP menor al 10% y tiempo de respuesta aceptable.

También se obtuvo la Figura 3.12 que corresponde al esfuerzo del actuador al requerimiento de potencia y se ve que no sobrepasa los límites de este, el alabe solo tuvo que abrirse un 10% de su capacidad, con un ligero sobreimpulso del 0.5%.

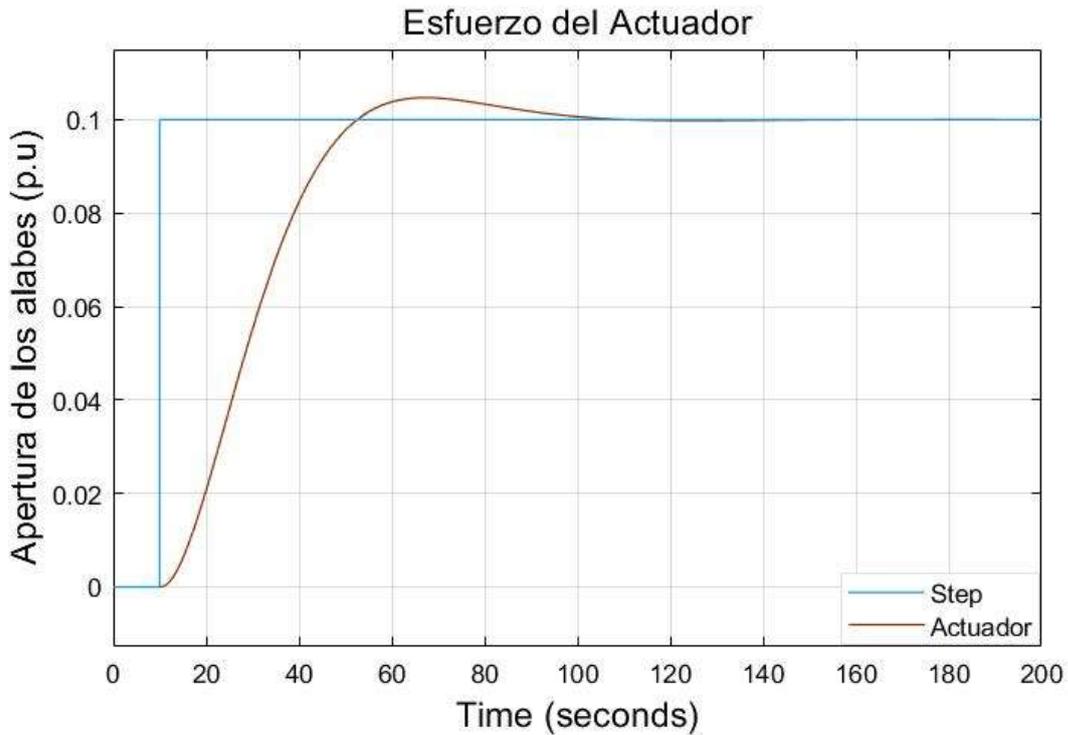


Figura 3.12 Esfuerzo del actuador controlador PID

3.3 Simulación del controlador GPC

La simulación del controlador MPC se la realizó en el mismo modelo que se usó para la simulación del controlador PID:

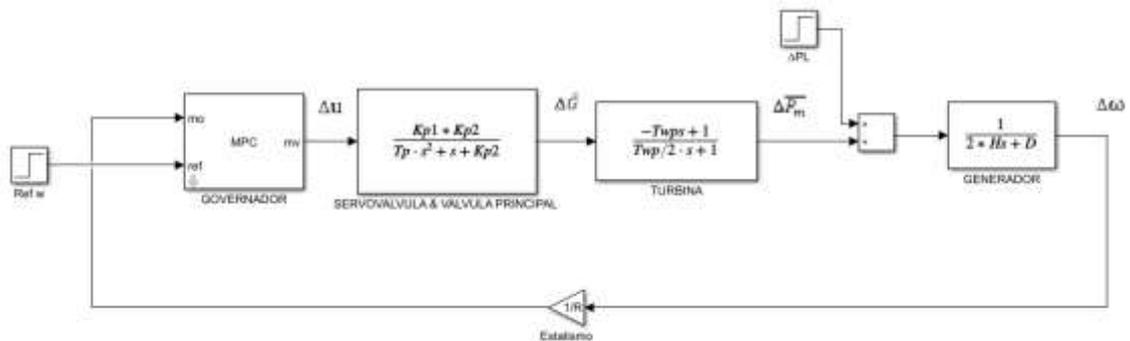


Figura 3.13 Diagrama Implementación Controlador GPC modelo real

El controlador GPC es diseñado utilizando la función de transferencia de la planta de generación hidroeléctrica (ver Figura 3.13), que se obtiene multiplicando las

funciones de transferencias de los bloques servoválvula, turbina y generador, dando como respuesta la función de transferencia siguiente.

$$G_d = \frac{-796.9s + 481.3}{0.4347s^4 + 9.302s^3 - 42.68s^2 + 44.55s + 7} \quad (3.20)$$

Se utilizó la herramienta MPC designer™ para realizar la sintonización del controlador MPC y luego de prueba y error se llegó a los parámetros que se exponen en la Tabla 5.

Donde el tiempo de muestreo T_s determina la velocidad a la acción de control que es aplicada a la planta (turbina). Si es muy grande el control no será capaz de reaccionar lo suficientemente rápido ante un disturbio y por otra parte si es muy pequeño en cambio se ejecutan acciones de control innecesarias y sería un desperdicio de recursos computacionales. Lo recomendable es tener un tiempo de muestreo entre el 10% y 20% del tiempo de subida de la respuesta de la planta ante una entrada escalón en lazo abierto. En nuestro caso los 0.3s de la tabla representan el 10% de las respuestas de nuestra planta ante el escalón.

Tabla 5 Parámetros de controlador predictivo

Parámetros	Valor
Tiempo de muestreo	300 ms
Horizonte de predicción	19
Horizonte de control	14

En la Figura 3.14 se muestran los parámetros en el software MPC designer y en la Figura 3.15 se muestran los pesos establecidos para evitar cambios muy rápidos en el actuador y así minimizar el efecto de la fase no mínima presente en la planta.

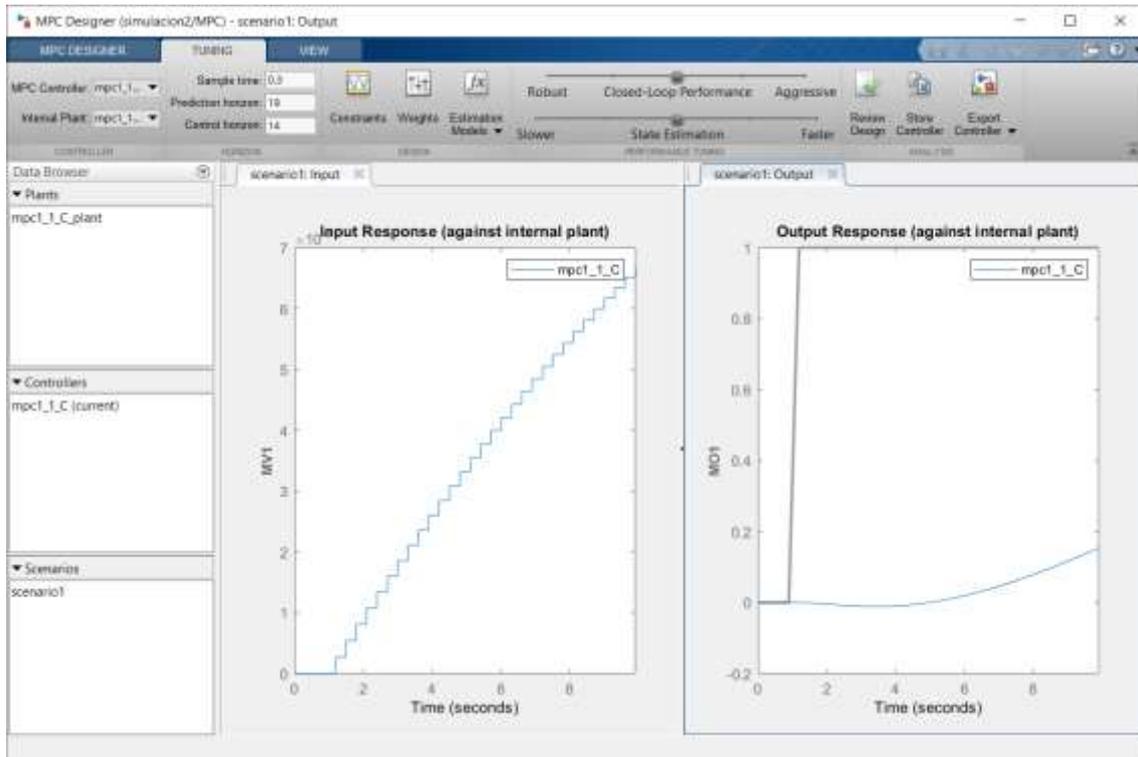


Figura 3.14 Diseño controlador predictivo mpcDesigner™



Figura 3.15 Ajuste de los pesos en la acción de control

Luego de correr la simulación del controlador MPC obtenemos el siguiente resultado:

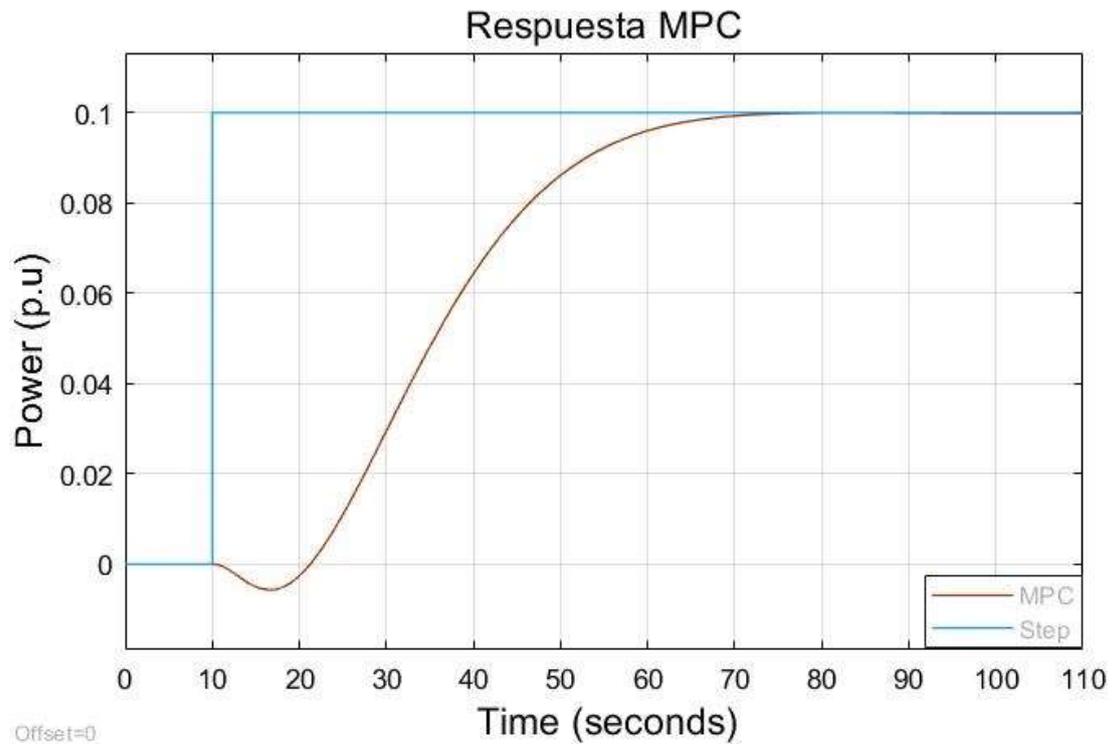


Figura 3.16 Respuesta al escalón controlador MPC

Se observa en la Figura 3.16 casi las mismas características de la respuesta que se obtiene del controlador PID con la excepción de que no se pasa del nivel de potencia requerido es decir no genera “overshoot” y tiene un nivel de asentamiento mejor que el del PID.

El esfuerzo del controlador ver Figura 3.17 muy parecido al del PID con la diferencia que su accionar no tiene sobreimpulso y esto es una mejora importante tomando en cuenta que se busca el minimizar los movimientos de los alabes.

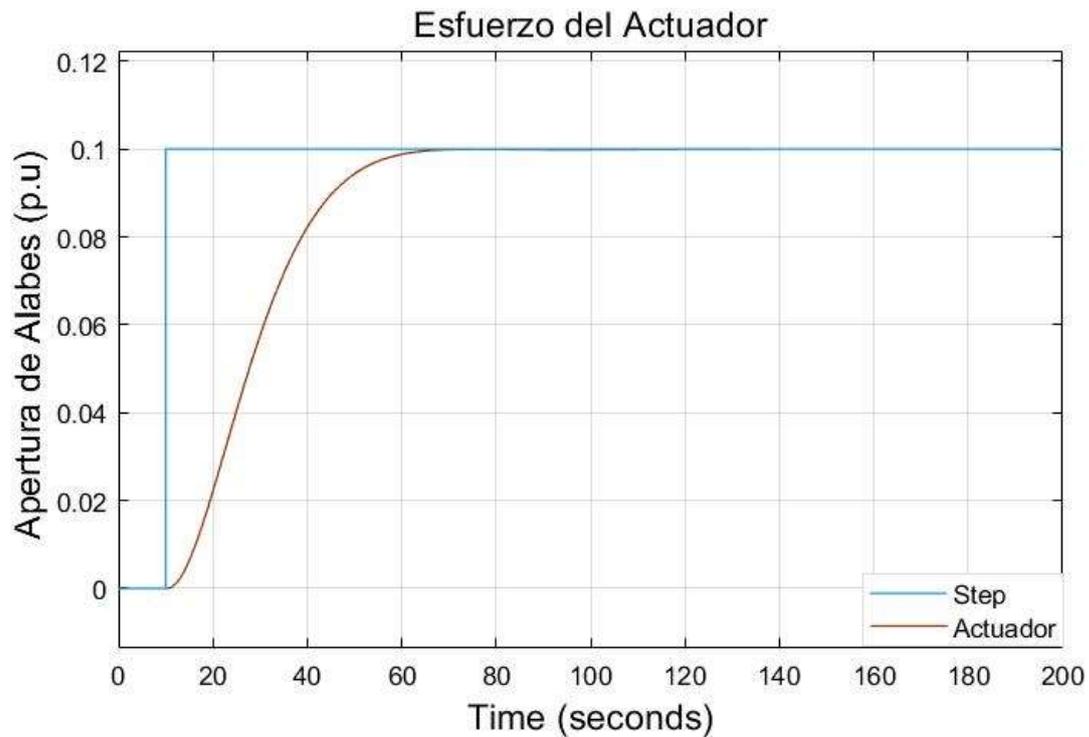


Figura 3.17 Esfuerzo del actuador controlador MPC

3.4 Comparativa del controlador PID frente al controlador MPC

Para realizar este análisis comparativo hemos simulado el mismo sistema usado previamente, con diferentes controladores un PID y el otro MPC y comparamos sus respuestas a la misma excitación de entrada, que es generada como un pedido de potencia por parte de la red eléctrica a la turbina.

La respuesta obtenida es la siguiente:

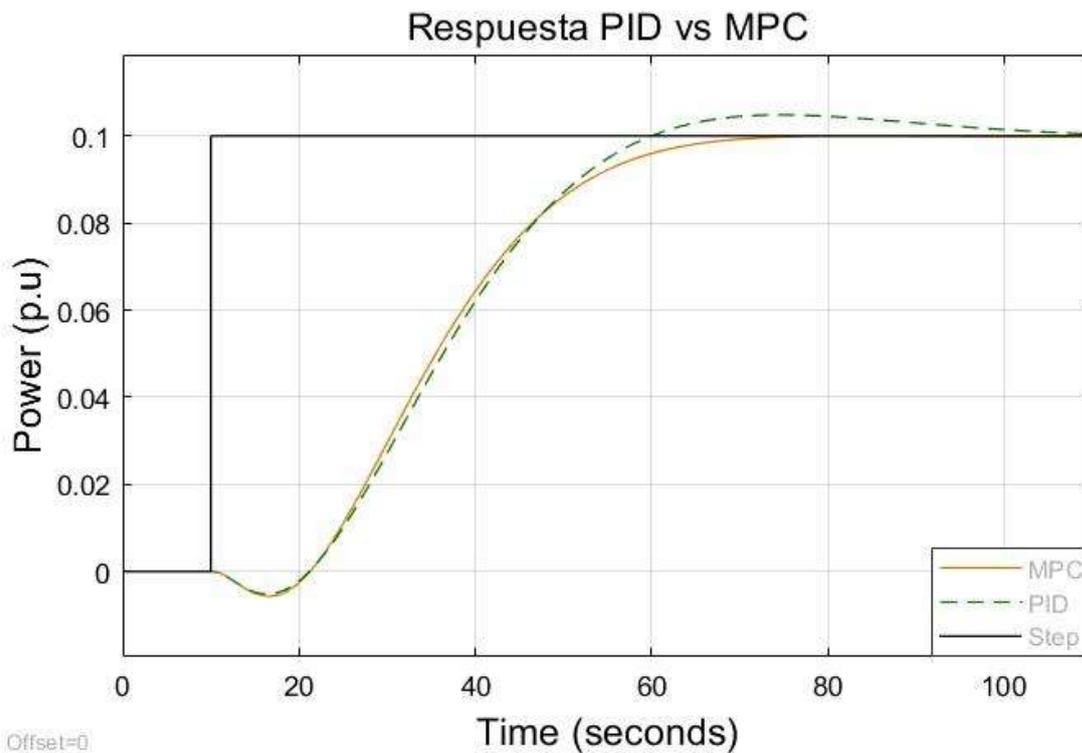


Figura 3.18 Comparativa respuesta PID vs MPC

Se observa en la Figura 3.18 una mejoría de la respuesta por parte del controlador MPC sobre todo al eliminar el “overshoot” que se obtiene por parte del controlador PID, se mantiene casi el mismo nivel de NMP en ambos controladores, el control MPC tiene un menor tiempo de asentamiento comparado a al PID, y se mantiene un empate en lo que respecta a los tiempos de elevación.

En lo que respecta al esfuerzo de control ver Figura 3.19 también se ve una mejoría por parte del controlador MPC en lo que respecta minimizar el movimiento de los alabes, ya que no genera sobreimpulso como lo hace el controlador PID.

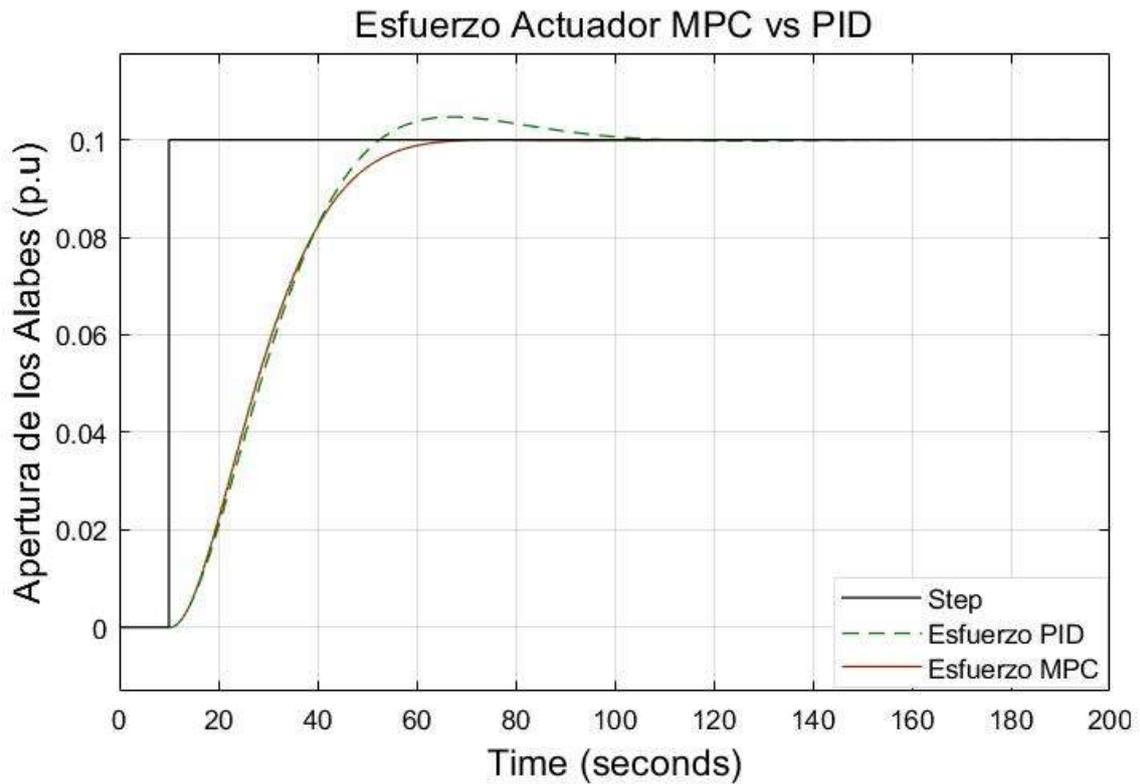


Figura 3.19 Comparativa Esfuerzo actuador PID vs MPC

3.5 Comparativa diferentes puntos de operación

Como se mostró en sección 3.1 se ha realizado la linealización de la planta en un punto de operación que se encuentra definido por la constante T_{wp} , para esta parte del proyecto se verifica el funcionamiento de los controladores realizando los cambios sobre este valor que varía con altura neta de la columna de agua.

Cota mínima $T_{wp} = 4.48$ s

La planta se encuentra en los valores de cota mínima y a partir de esta condición de operación se aplica una entrada paso a los dos controladores detallados, como se observa en la Figura 3.20 el controlador MPC sigue teniendo una respuesta sin sobreimpulso y siguiendo la nueva referencia, además se observa que el controlador PID ajuste de forma similar con un valor pequeño de sobreimpulso aproximado de 5%.

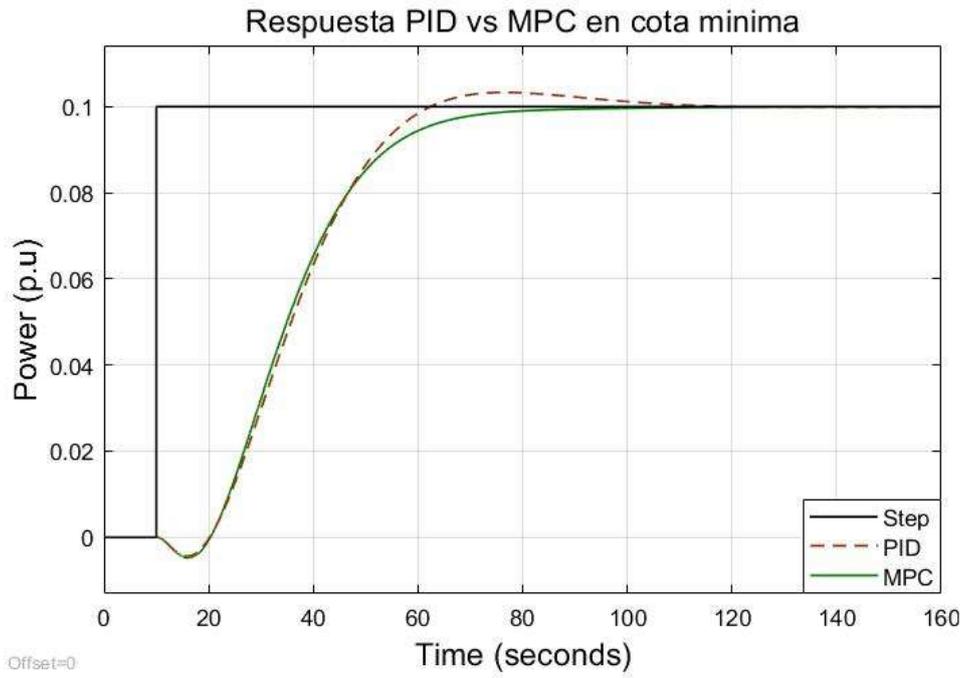


Figura 3.20 Respuesta PID vs MPC en cota mínima

Cota máxima $T_{wp} = 6.68$

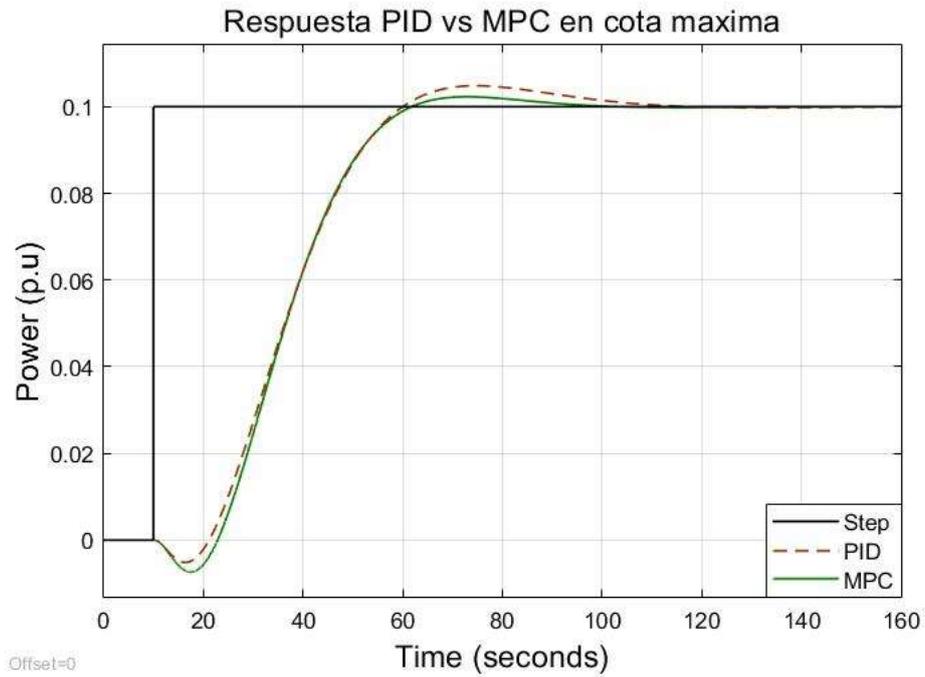


Figura 3.21 Respuesta PID vs MPC en cota máxima

De igual forma se procedió a verificar la respuesta al escalón ver Figura 3.21 para otro punto de operación con nivel de embalse en cota máxima, esta vez se pudo evidenciar que tanto en la respuesta del controlador MPC como del controlador PID, presentan un leve sobre impulso de 2.3 y 4.8% respectivamente.

De esta forma se evidencia que no existe mayor afectación de los controladores al trabajar en un punto de operación distinto, esto reafirma que el controlador PID y el MPC responden correctamente en los puntos de operación extremos (cota máxima, cota mínima) en los que pueda trabajar la planta.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

Debido a la popularidad en el ámbito académico de los controladores MPC, se deseó simular y comprobar su implementación en el área las plantas hidroeléctricas y de esta forma constatar sus ventajas o desventajas frente al clásico PID, que es lo común encontrar en este tipo de plantas eléctricas.

Entre lo que se pudo notar en la simulación fue lo parecido de sus respuestas ante perturbaciones en la red eléctrica, con una mejora en lo que respecta a sobrepicos por parte del controlador MPC.

Por razones de costos de implementación tanto económicos como computacionales que conllevan los controladores MPC, no se logra distinguir una mejora en la calidad de respuesta tal, que compense este tipo de inversión. Se podría decir que el controlador PID por facilidad de implementación y bajo costo es la elección con mejor costo/beneficio para el control de este tipo de plantas hidroeléctricas.

Por motivos del comportamiento lento del sistema y al gran amortiguamiento de la red eléctrica, no se necesita de controladores veloces sino más bien robustos y lentos, el hecho de que las turbinas matemáticamente cuenten con un cero en el lado derecho del semiplano complejo produce una respuesta con efecto de fase no mínima, al ejecutar reacciones bruscas en el actuador. El controlador PID es suficiente para ejecutar este tipo de control lento y robusto por lo que no requiere una mejora significativa que amerite un cambio.

El comportamiento dinámico de la turbina no es lo suficientemente complejo como para requerir un controlador MPC, que tiene una utilidad mas relevante en plantas con retardos, multivariables o altamente no lineales, esto es otro motivo por lo que el controlador PID es suficiente para realizar el trabajo de control

requerido, y esto se ve reflejado en las dinámicas muy parecidas que se observan en las gráficas de respuestas.

En las gráficas expuestas en la sección de resultados es evidente el efecto de la fase no mínima que tiene la hidroeléctrica, esto debido a que cuando el controlador abre los alabes para aumentar la potencia, la inercia del total de masa de agua que fluye por la turbina impide que el caudal tenga cambios bruscos y por lo tanto el caudal se mantiene igual por unos instantes, mientras que la presión del agua baja al haber un mayor espacio por donde circular. Todo este fenómeno produce por un pequeño momento una baja de potencia mecánica ya que esta es el producto de la presión por el caudal.

Regulando la velocidad con la que actúan los controladores se logró obtener un efecto de la fase no mínima menor al 10%, con la contraparte de tener un sistema que llega a estado estable en alrededor de 70 segundos para el controlador PID y 50 segundos para el controlador MPC.

Una de las ventajas que más se nota del controlador MPC es su respuesta sin sobreimpulso, en contraparte del controlador PID que presenta un sobreimpulso de alrededor del 5%, que de todas formas es una respuesta tolerable.

4.2 RECOMENDACIONES

Cuando se realizó el diseño del controlador para la planta se observó que el valor de la parte derivativa no es decisivo, es por ello por lo que existe bastante literatura al respecto lo que indica que el uso de un controlador de tipo PI es bastante recomendable, brinda un desempeño más adecuado.

Es una buena práctica elegir el horizonte de predicción por defecto que nos entrega MATLAB de la herramienta MPC designer™ y a partir de ahí ir realizar

cambios de manera incremental hasta visualizar la salida y comprobar que sea según las condiciones requeridas.

Es recomendable escoger un Horizonte de Control de menor tamaño para evitar un exceso de cálculos de las acciones de control futuras, de esta manera es posible reducir la carga computacional, de todas formas, el ajuste de este parámetro recae más en una acción de prueba y error hasta encontrar el valor adecuado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Corporación Eléctrica del Ecuador, HIDRONACION, «Diagrama de bloques del regulador de velocidad,» VOITH HYDRO, El Empalme, 2014.
- [2] E. F. C. a. C. Bordons, Model Predictive Control, New York: Springer-Verlang, 1999.
- [3] C. E. d. E. Hidronación, «La presa 25 Años de la presa Daule-Peripa,» 2013.
- [4] Corporacion Eléctrica del Ecuador Hidronacion, 2014. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/hidronacion/index.php/informacion-tecnica-principal/hidroelectrica-marcel-laniado..>
- [5] Z. Clemente, «Sistema de control automático de velocidad de generadores eléctricos de potencia,» Lima, 2000.
- [6] R. Thapar, «Hydro-Turbine Governing System,» vol. 6, pp. 147-148.
- [7] A. L. C. I. B. O. Ernesto Estremera Toledo, «Estudio comparativo en sistemas multivariables con retardo: modificaciones del Predictor de Smith y Control Predictivo,» *SciElo*, vol. 38, nº 2, 2017.
- [8] P. KUNDUR, «POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL,» pp. 379-383, 1994.
- [9] Corporacion Eléctrica del Ecuador Hidronacion, «Construcción de la Central Hidroeléctrica presentación,» El Empalme, 2018.
- [10] H. P. Mateo Beus, «Application of Model Predictive Control Algorithm on a Hydro Turbine Governor Control,» 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, Ireland, 2018.
- [11] P. C. S. y. V. A. Pennacchi, Modeling of the dynamic response of a Francis turbine., Politecnico di Milano.: Elsevier, 2011.
- [12] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, «Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies,» *Transactions on Power Systems*, vol. 7, nº 1, pp. 167-179, 1992.

- [13] G. M.-H. D. Jones, «MODELLING, SIMULATION AND CONTROL OF A HYDROELECTRIC PUMPED STORAGE POWER STATION,» *CONTROL 2004*, 2004.
- [14] S. B. A. B. R. H. Muhammad Saeed Uz Zaman, «Effects of Modified Inertia Constant and Damping Coefficient on Power System Frequency Response,» *INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH* , vol. 9, n° 1, 2019.