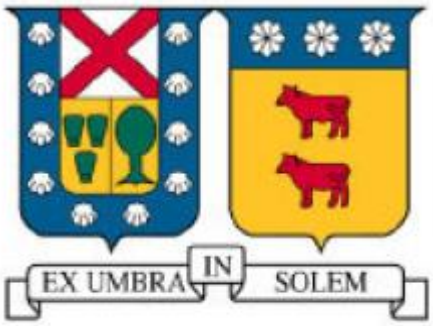
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

VALPARAISO - CHILE



"DISEÑO ESTRUCTURAL E IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO DE PRUEBAS DEL SISTEMA DE ENSAYOS DE MICROREDES DE COGENERACIÓN ELÉCTRICA EN BASE A ENERGÍAS RENOVABLES"

RODRIGO ALFREDO ÁLVAREZ MALDONADO

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA: DR. ING. ALEX FLORES MARADIAGA.

PROFESOR CORREFERENTE: MG. ING. JAIME ESPINOZA SILVA.

AGOSTO-2020

AGRADECIMIENTOS

A través de esta tesis termino la que sin dudas ha sido la mejor etapa de mi vida hasta ahora. Quiero agradecer:

- En primer lugar a mis padres, que siempre han estado conmigo y me apoyaron en todo momento, a mis hermanas, que de alguna u otra manera son capaces de hacerme crecer día a día, a mis amigos y amigas que siempre han estado allí, en los momentos buenos y malos, a mis cuatro abuelos, que gracias a dios están vivos y puedo retribuirles en vida todo el cariño que me han brindado, y a todos(as) mis familiares que saben lo mucho que me costó llegar hasta aquí.

- En segundo lugar, a todas esas personas que han aportado su grano de arena en esta etapa de formación y las anteriores: Profesores, compañeros de proyectos y equipos, ayudantes y aprendices que me han enseñado múltiples cosas, no solo sobre la universidad, sino que también de la vida.

- También quisiera agradecer al equipo de la biblioteca central de la universidad, en especial al equipo de circulación: Luís, Jose Luís, Cristian, Mari, Braulio, Alejandra, Lorena y a todos los ayudantes con los que me tocó compartir, trabajar allí por 4 años de mi enseñanza académica significó mucho para mí y formé lazos con grandes personas.

- Finalmente, a la Universidad Técnica Federico Santa María y al Departamento de Ingeniería Mecánica en general, y en especial al profesor Alex Flores y a los encargados del laboratorio de energías renovables, Miguel y Francisco, que me dieron la oportunidad, guía y herramientas para trabajar en este proyecto y aprender mucho mediante la confección de esta tesis.

RESUMEN

Con fines investigativos, académicos y de implementación futura, es que en la Universidad Técnica Federico Santa María, específicamente en su laboratorio de energías renovables, se implementó un sistema de micro red eléctrica donde distintos dispositivos comparten información entre ellos para generar energía (Smart Grid). Esta central se encuentra compuesta por un panel fotovoltaico (PV), una turbina eólica (SETE), un motor de combustión interna (como fuente de respaldo), un banco de baterías y uno de cargas (bombillas), coexistiendo como red hibrida de energía.

Si bien el sistema en su totalidad se encuentra bien constituido, este posee un margen de mejora importante en el sector encargado de entregar energía mediante la turbina eólica. Debido a que dicha estructura se encuentra aún en constante perfeccionamiento, es que se solicita diagnosticar, diseñar, construir e implementar distintos cambios en la sección constituida por el SETE con el objetivo de mejorar la eficiencia y la precisión de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas.

El diseño actual del SETE no asegura su correcta operación debido a que:

- Fue confeccionado para un aerogenerador específico, lo que provoca que al momento de realizar modificaciones se tenga que reestructurar parte del sistema.
- Al no ser manejable, el equipo de generación de energía no se encuentra centrado con el flujo de viento, por lo que no se alcanzan las revoluciones esperadas, entregando un resultado poco satisfactorio tanto en calidad como eficiencia.
- El sistema de distribución de aire no se encuentra canalizado, por lo que no asegura el caudal ideal para el abastecimiento hacia los álabes del aerogenerador.
- El tamaño de la estructura protectora limita posibles modificaciones futuras.

Debido a lo anterior, el trabajo de título abarca:

- Antecedentes: métodos de generación de energía.
- Bases teóricas asociadas a las modificaciones a realizar.
- Elaboración de metodología de pruebas, pruebas preliminares y diagnóstico.
- Diseño, Fabricación e implementación de mejoras.
- Exposición de resultados post modificaciones.
- Análisis.

Para finalmente concluir con base en los resultados obtenidos y elaborar propuestas y avances necesarios para seguir mejorando de manera continua el sistema.

ABSTRACT

For research, academic and future implementation purposes, it is that at the Federico Santa Maria Technical University, specifically in its renewable energy laboratory, a micro electrical red system was implemented where different devices share information among themselves to generate energy (Smart Grid). This plant is made up of a photovoltaic panel (PV), a wind turbine (SETE), an internal combustion engine (as a backup source), a battery bank and a load bank (light bulbs), coexisting as a hybrid energy red.

Although the system as a whole is well established, it has significant room for improvement in the sector responsible for delivering energy through the wind turbine. Since this structure is still in constant improvement, it is requested to diagnose, design, build and implement different changes in the section constituted by the SETE with the aim of improving the efficiency and precision of the results obtained in the tests carried out.

The current design of the SETE does not ensure its correct operation because:

- It was made for a specific wind turbine, which means that when modifications are made, part of the system must be restructured.
- As it is not manageable, the power generation equipment is not centered with the wind flow, therefore the expected revolutions are not reached, giving an unsatisfactory result both in quality and efficiency.
- The air distribution system is not channeled, so it does not ensure the ideal flow for supplying to the wind turbine blades.
- The size of the protective structure limits possible future modifications.

Due to the above, the title work covers:

- Background: methods of power generation.
- Theoretical bases associated with the modifications to be made.
- Development of testing methodology, preliminary test and diagnosis.
- Design, Manufacture and implementation of improvements.
- Presentation of results post modifications.
- Analysis.

To finally conclude based on the results obtained and prepare proposals and advances necessary to continue improving the system continuously.

ÍNDICE GENERAL

1. CAPITULO I: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN……...……...1
1.2 OBJETIVOS……...……..3

2. CAPITULO II: ANTECEDENTES

2.1 SITUACIÓN ACTUAL……..……4
2.2 PANORAMA ENERGÉTICO Y LAS ERNC COMO AGENTES DE CAMBIO...6
2.3 APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA EÓLICA……9
2.3.1 TIPOS DE VIENTOS……..……9
2.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS……..……..12
2.3.3 UTILIZACIÓN……..……..13
2.4 SISTEMAS DE MICRORED ELÉCTRICA……..……15
2.4.1 SISTEMA DE ENSAYO DE TURBINAS EÓLICAS……..……17
2.4.1.1 VARIADOR DE FRECUENCIA……..……18
2.4.1.2 MOTOR TRIFÁSICO……..……19
2.4.1.3 SOPLADOR……19
2.4.1.4 AEROGENERADOR……..…21
2.4.1.5 ALMACENAMIENTO Y CARGA……..…..22
2.4.1.6 PANEL DE CONTROL……..……23
2.4.1.7 ELEMENTOS ADICIONALES A CONSIDERAR……...…..27
2.4.1.7.1 ANEMÓMETROS……27
2.4.1.7.2 TEMPERATURA, PRESIÓN Y ALTITUD……..28
2.4.1.7.3 CONTADOR DE VUELTAS ELECTRÓNICO…29
2.4.1.7.4 VOLTAJE Y CORRIENTE……..……..31
2.4.1.7.5 REGULADOR DE CARGA……..……..33
2.4.2 SISTEMA DE PANELES SOLAR FOTOVOLTAICO……...……34
2.4.2.1 PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO……...……34
2.4.2.2 INVERSOR HÍBRIDO……..……35
2.4.3 MÉTODO DE CARGA AUTOMÁTICA……..……37
2.5 DIAGNÓSTICO INICIAL……...……38

3 CAPITULO III: MARCO TEÓRICO.

3.1 METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS: EL DISEÑO FACTORIAL…39
3.1.1 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS……40
3.1.2 EXTENSIONES……43
3.2 AERODINÁMICA BÁSICA DE AEROGENERADORES……..44
3.2.1 VISIÓN GENERAL……44
3.2.2 AEROGENERADORES MODERNOS……45
3.2.2.1 AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL……45
3.2.2.2 AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL……47
3.2.3 AERODINÁMICA DE AEROGENERADORES HORIZONTALES….48
3.2.3.1 FUNCIONAMIENTO……48
3.2.3.2 TEORÍA DE MOMENTUM 1-D Y EL LÍMITE DE BETZ…….52
3.2.3.3 EFICIENCIA Y CURVAS DE POTENCIA……58
3.2.3.3.1 EFICIENCIA AERODINÁMICA……58
3.2.3.3.2 EFICIENCIA MECÁNICA……61
3.2.3.3.3 EFICIENCIA ELÉCTRICA……61
3.2.3.3.4 CURVA DE POTENCIA……62
3.3 DISEÑO EN INGENIERÍA MECÁNICA……65
3.3.1 FACTOR DE SEGURIDAD O DE DISEÑO……66
3.3.2 ESTADO DE ESFUERZOS……66
3.3.2.1 ESFUERZO ADMISIBLE O PERMISIBLE……67
3.3.2.1.1 CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE CARGA……68
3.3.2.1.1.1 TIEMPO DE ACTUACIÓN……68
3.3.2.1.1.2 ÁREA DE APLICACIÓN……68
3.3.2.1.1.3 FORMA DE APLICACIÓN……69
3.3.2.1.1.4 TIPOS DE APOYO……73
3.3.2.1.2 CALCULO DEL EST. DE ESF. EN UN PUNTO…74
3.3.3 ANÁLISIS DE FALLA ESTRUCTURAL……76
3.3.3.1 A. DE FALLA SEGÚN MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN…76
3.3.3.1.1 TEORÍA DE FALLA DE VON MISES……76
3.3.3.1.2 TEORÍA DEL ESF. CORTANTE MÁXIMO……78
3.3.3.2 A. DE FALLA SEGÚN EST. Y CARGA APLICADA……80
3.3.3.2.1 T. DE FALLA POR PANDEO DE COLUMNAS…80
3.3.3.2.2 TEORÍA DE FALLA POR FATIGA……86
3.3.3.2.2.1 VIDA INFINITA……88
3.3.3.2.2.2 VIDA FINITA……94
3.3.3.2.2.3 ESFUERZOS FLUCTUANTES……96

3.3.3.3 A. DE FALLA DE UNION PERMANENTE Y NO PERM…....97
3.3.3.3.1 TEORÍA DE FALLA EN SOLDADURA……..97
3.3.3.3.1.1 SOLD. A TOPE O EN RANURA……...100
3.3.3.3.1.2 SOLD. DE FILETE……..101
3.3.3.3.2 TEORÍA DE FALLA EN PERNOS……104
3.4 DISEÑO DE CONDUCTOS DE AIRE……105
3.4.1 GENERALIDADES…….……..105
3.4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DIST. DE AIRE…….106
3.4.3 ECUACIÓN GENERAL DE LA ENERGÍA...……107
3.4.3.1 ECUACIÓN DE BERNOULLI…….....…107
3.4.3.2 PRESIÓN ESTÁTICA, DINÁMICA Y TOTAL……108
3.4.4 COMPONENTES FUND. DE UNA RED DE CONDUCTOS.…….110
3.4.4.1 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS……110
3.4.4.2 ACCESORIOS DEL SISTEMA DE CONDUCTOS……..…..111
3.4.4.2.1 CONDUCTOS……..111
3.4.4.2.2 DERIVACIONES……112
3.4.4.2.3 CODOS……..112
3.4.4.2.4 COMPUERTAS Y MARIPOSAS……...……113
3.4.4.2.5 TRANSFORMACIONES……...……114
3.4.4.2.6 ENTRADAS Y SALIDAS DE CONDUCTOS……...115
3.4.4.2.7 OBSTÁCULOS INTERNOS……...115
3.4.4.2.8 DIAFRAGMAS Y REGILLAS AGUJEREADAS…116
3.4.5 PÉRDIDA DE CARGA……..…….117
3.4.5.1 CLASIFICACIONES……117
3.4.5.2 ROCE DEBIDO A LA CIRC. DEL FLUIDO POR EL CON…118
3.4.5.3 PÉRDIDA DE CARGA EN ACCESORIOS……120
3.4.6 TÚNELES DE VIENTO……...……121
3.4.6.1 FUNCIONAMIENTO……..……..121
3.4.6.2 CLASIFICACIÓN DE TÚNELES……...……..122

4 CAPITULO IV: METODOLOGÍA DE PRUEBAS Y RESULTADOS PRELIMINARES

4.1 PROTOCOLO DE PRUEBA: LAS PRUEBAS PRELIMINARES…….125
4.1.1 DESCRIPCIÓN PRIMER ENSAYO……..125
4.1.2 DESCRIPCIÓN SEGUNDO ENSAYO……...126
4.1.3 CAPACIDAD DEL SISTEMA……..……..126
4.2 INICIALIZACIÓN DEL PROTOCOLO……...……127

4.2.1 RESULTADOS GRÁFICOS……..…….……127
4.2.1.1 PRIMER ENSAYO……...……127
4.2.1.1.1 VELOCIDAD DEL VIENTO INCIDENTE……128
4.2.1.1.2 VELOCIDAD DE VIENTO DE SALIDA……129
4.2.1.1.3 VELOCIDAD DE ROTACIÓN DE LOS ÁLABES…130
4.2.1.1.4 VOLTAJE UTIL Y CORRIENTE GENERADA……131
4.2.1.1.5 POTENCIA APROVECHADA POR EL AG……..133
4.2.1.1.6 PORCENTAJE DE BATERÍA……..134
4.2.1.2 SEGUNDO ENSAYO……136
4.2.1.2.1 POTENCIA APROVECHADA POR EL PANEL….136
4.3 ANÁLISIS DE EFICIENCIA……137
4.3.1 DETERMINACIÓN DEL C.P. MEDIANTE TEORÍA DE BETZ……137
4.3.2 DETERMINACIÓN DEL C.P. MEDIANTE RESULT. EXP. Y TEO.138
4.3.3 MÉTODO DE CARGA DEL SMART GRID ACTUAL……...147
4.4 DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE MEJORAS……148
4.4.1 CAMBIO DE AEROGENERADOR……...…..148
4.4.2 MODIFICACIÓN DE LAS ESTRUCTURA……..…149
4.4.3 EVALUAR POSIBILIDADES DE DISEÑO DE DUCTERÍA……..…149
4.4.4 REPOS. DE ANEMÓMETROS ANTERIOR Y POSTERIOR…….149

5 CAPITULO V: DISEÑO DE MEJORAS.

5.1 DISEÑO DE MEJORAS..…….……150
5.2 DISEÑO DE SOPORTE……151
5.2.1 DESEENSAMBLADO ESTRUCTURAL DEL SETE……153
5.2.1.1 BUJE ACTUAL……..……153
5.2.1.2 TUBO SOPORTANTE DEL AEROGENERADOR……154
5.2.1.3 ENREJADO ESTRUCTURAL……155
5.2.1.4 ESTRUCTURA SOPORT. SISTEMA SOPLADOR……156
5.2.1.5 POSICIONAMIENTO ACTUAL ANEMÓMETROS……..158
5.2.1.6 SOPORTE ACTUAL DE SENSOR CONTADOR DE RPM…159
5.2.2 ALTURA EST. DE CENTRALIZACIÓN DEL AG……160
5.2.3 OPCIONES DE EXTENSIÓN CON SUJETADOR……161
5.2.3.1 OPCIÓN 1……161
5.2.3.2 OPCIÓN 2……162
5.2.3.3 OPCIÓN 3……164
5.2.4 DISEÑO DE EXTENSIÓN CON SUJETADOR……...……166
5.2.4.1 MEMORIA DE CÁLCULO……167

5.2.4.1.1 DIAGRAMA DE CUERPO LIBRE…...……168
5.2.4.1.2 ANÁLISIS SISTEMA INACTIVO……169
5.2.4.1.3 ANÁLISIS SISTEMA ACTIVO……178
5.3 DISEÑO DE CANALIZADOR DEL FLUJO DE VIENTO……198
5.3.1 CONDICIONES INICIALES DE FLUJO……199
5.3.2 OPCIÓN 1: DIFUSOR CON CÁMARA DE PRUEBAS INCORP...201
5.3.2.1 DIFUSOR……201
5.3.2.1.1 VELOCIDAD DE SALIDA EN DIFUSOR……204
5.3.2.1.2 PÉRDIDAS EN EL DIFUSOR……204
5.3.2.2 CÁMARA DE PRUEBAS……205
5.3.2.2.1 PÉRDIDAS EN CÁMARA DE PRUEBAS…...…206
5.3.2.3 ANÁLISIS DE POTENCIA INCIDENTE……209
5.3.3 OPCIÓN 2: CANAL RECTO HASTA LÍMITES DEL AG……...210
5.3.3.1 CANALIZADOR……211
5.3.3.1.1 PÉRDIDAS EN EL TRAMO CANAL……...212
5.3.3.2 ANÁLISIS DE POTENCIA INCIDENTE……...213
5.3.4 OPCIÓN 3: DIFUSOR PREVIO A CANALIZADOR RECTO HASTA LOS LÍMITES DEL AEROGENERADOR……213
5.3.4.1 DIFUSOR……214
5.3.4.1.1 VELOCIDAD DE SALIDA EN DIFUSOR……215
5.3.4.1.2 PÉRDIDAS EN EL DIFUSOR……215
5.3.4.2 TRAMO CANALIZADOR……216
5.3.4.2.1 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE FLUJO……216
5.3.4.2.2 PÉRDIDAS EN EL TRAMO CANAL……..…217
5.3.4.3 ANÁLISIS DE POTENCIA INCIDENTE……218
5.3.5 ELECCIÓN DE MEJOR OPCIÓN……218
5.3.6 DISEÑO ESTRUCTURAL DE LA OPCIÓN ELEGIDA……..…221
5.3.6.1 VARIANTES A LA OPCIÓN SELECCIONADA……..221
5.3.6.2 CÁLCULO DE LOS FACTORES DE SEGURIDAD……...225
5.3.6.2.1 ANÁLISIS DE FLEXIÓN EN S. RECTA……...225
5.3.6.2.1.1 CÁLCULO DE LA DEFLEXIÓN……228
5.3.6.2.1.2 T. DEL EMP. Y ÁREAS DE M……...229
5.3.6.2.2 A. DE FALLA POR ESF. CORT. EN PERNOS…230
5.3.6.2.3 A. DE FALLA POR TRACCIÓN EN PERNOS…234

6 CAPÍTULO VI: FABRICACIÓN E INSTALACIÓN DE MODIFICACIONES.

6.1 FABRICACIÓN EXTENSIÓN TUBULAR SOPORTANTE DEL AG……236
6.1.1 EXTENSIÓN TUBULAR……...…….236
6.1.2 SOPORTE DE TECHNYL A-90……...……..238
6.2 INSTALACIÓN DEL SENSOR CONTADOR DE RPM Y AG……...…241
6.2.1 SENSOR CONTADOR DE RPM…….……..….241
6.2.2 AEROGENERADOR DE 600[W]……..….242
6.2.2.1 CABLEADO DESDE EL AG HACIA EL REGULADOR…...242
6.2.2.2 REG. DE CARGA Y TABLERO ELÉCTRICO AD…….....245
6.2.2.3 MODIFICACIÓN DE ENREJADO ESTRUCTURAL…….247
6.2.2.4 ALAMBRE LIMITADOR DE ROTACIÓN DEL AG……..248
6.3 REPOSICIONAMIENTO ANEMÓMETROS……249
6.4 FABRICACIÓN E INSTALACIÓN DEL CANALIZADOR DE FLUJO...….250
6.4.1 FABRICACIÓN DEL TRAMO CANALIZADOR……...…250
6.4.1.1 CONSTRUCCIÓN……252
6.4.2 INSTALACIÓN DEL TRAMO CANALIZADOR…….253

7 CAPITULO VII: PRUEBAS FINALES.

7.1 PRUEBAS FINALES……..……256
7.2 REALIZACIÓN DE PRUEBAS MEDIANTE PROTOCOLO NORM…….....257
7.2.1 INICIALIZACIÓN…….257
7.2.2 RESULTADOS GRÁFICOS……..258
7.2.2.1 PRIMER ENSAYO…….……259
7.2.2.1.1 VELOCIDAD DE ENTRADA……259
7.2.2.1.2 VELOCIDAD DE SALIDA…..……260
7.2.2.1.3 VELOCIDAD DE ROTACIÓN ALABES……..,…261
7.2.2.1.4 VOLTAJE Y CORRIENTE……263
7.2.2.1.5 POTENCIA APROVECHADA POR LOS AG……266
7.2.2.1.6 PORCENTAJE DE BATERÍA……267
7.2.2.2 SEGUNDO ENSAYO…….……269
7.2.2.2.1 POTENCIA APROVECHADA POR EL PANEL….269
7.3 ANÁLISIS DE EFICIENCIA POST MODIFICACIONES……..270
7.3.1 DETERMINACIÓN DEL C.P. MEDIANTE TEORÍA DE BETZ……270
7.3.2 DETERMINACIÓN DEL C.P. MEDIANTE RESUT. EXP. Y TEO…272
7.3.3 MÉTODO DE CARGA DEL SMART GRID MEJORADO…….281

8 CAPÍTULO VIII: CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.

8.1 CONCLUSIONES……283
8.2 PROPUESTAS PARA EL FUTURO……284
8.2.1 RESPECTO AL SETE……284
8.2.1.1 MODIFICACIÓN DEL SISTEMA MOTOR-SOPLADOR…284
8.2.1.2 AJUSTE DE TABLEROS Y ACOP. EN ENREJADO……286
8.2.1.3 INST. DE SENSORES CAPTADORES DE VELOCIDAD…286
8.2.1.4 IMPLEMENTACIÓN FRECUENCIAS DE PRUEBA……...286
8.2.2 RESPECTO AL SISTEMA DE PANELES SOLARES……286
8.2.3 TRABAJOS EN FORMA DISCIPLINARIA……287
8.3 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS……287
8.4 COMENTARIO FINAL……290

9 CAPITULO IX: ANEXOS.

9.1 ANEXO A: SIMULACIÓN EN ANSYS DE DUCTO SELECCIONADO…...291
9.1.1 PRE-ANÁLISIS Y PUESTA EN MARCHA……..291
9.1.1.1 ANÁLISIS PRELIMINAR……...……291
9.1.2 INICIAR ANSYS FLUENT……..292
9.1.3 MALLADO……292
9.1.3.1 PROCEDIMIENTO……..……292
9.1.4 CONFIGURACIÓN FÍSICA…….……..294
9.1.4.1 INICIALIZACIÓN DE PROGRAMA FLUENT……..……294
9.1.4.2 DEFINIR ECUACIONES DE GOBIERNO……..……296
9.1.4.2.1 CONF. DEL PROB.>GENERAL>SOLVER……...296
9.1.4.2.2 CONF. DEL PROB.>MODELOS>ENERGÍA……297
9.1.4.2.3 CONF. DEL PROB.>MODELOS>VISC-LAM…..297
9.1.4.3 DEFINIR CONDICIONES DE CONTORNO……...298
9.1.4.3.1 CONF. DEL PROB.>C. CON.>C. FUN……..298
9.1.4.3.2 CONF. DEL PROB.>COND. DE CONTORNO….298
9.1.4.4 VALORES DE REFERENCIA……..…….301
9.1.4.4.1 CONF. DEL PROB.>V. DE REFERENCIA…...…301
9.1.4.4.1.1 SOLUCIÓN NUMÉRICA…….....301
9.1.4.4.1.2 SOLUCIÓN>MÉTODOS……301
9.1.4.5 ESTABLECER CRITERIOS DE CONVERGENCIA…….302
9.1.4.5.1 SOL.>MON.>RES., ESTAD. Y MON. DE F…....303
9.1.4.6 ESTABLECER CONJETURA INICIAL……..303

9.1.4.6.1 SOLUCIÓN>IN. DE SOLUCION>IN. EST……304
9.1.4.7 ITERAR HASTA LA CONVERGENCIA……305
9.1.4.7.1 SOLUCIÓN>EJECUTAR CÁLCULO……..……305
9.1.4.8 EXPORTAR DATOS EXTRAS……306
9.1.4.8.1 ARCHIVO>CANT. DE ARCHIVOS DE DATOS….306
9.1.5 RESULTADOS NUMÉRICOS……..…….307
9.1.5.1 VELOCIDAD..…….307
9.1.5.2 PRESIÓN…….…….310
9.1.5.3 COEFICIENTE DE ARRASTRE…….…….311
9.1.5.4 PARÁMETROS DE TURBULENCIA……..313
9.1.5.5 VALIDACIÓN DE RESULTADOS……...……315
9.2 ANEXO B: PLANOS DE FABRICACIÓN……...……316
9.2.1 SECCIÓN TUBULAR A SOLDAR……316
9.2.2 SOPORTE AEROGENERADOR……..……317
9.2.3 SOPORTE SENSOR CONTADOR DE REVOLUCIONES…….....318
9.2.4 PRIMER TRAMO CANALIZADOR……319
9.2.5 SEGUNDO TRAMO CANALIZADOR……..…..319
9.2.6 BANDEJAS DE UNIÓN PARA TRAMOS……...…320
9.2.7 INSTALACIÓN COMPLETA……...…….321
9.3 ANEXO C: SIM. DE ENTRADA EN BORNERAS DE T. ELÉCTRICO…...323
9.4 ANEXO D: INST. DE OPERACIÓN DEL SMART GRID – SETE PARA OBT. RESULTADOS DE PRUEBAS MEDIANTE OP. MANUAL…325
9.4.1 INSPECCIÓN VISUAL……325
9.4.2 ENCENDIDO DEL SISTEMA……..……..,326
9.4.2.1 SUM. DE ELECTRICIDAD A LOS T. ELÉCTRICOS……326
9.4.2.2 ALIM. DE COMPONENTES DEL SIS. DE CONTROL…….327
9.4.2.3 ENCENDIDO VDF, COMP. Y PROG. DE CONTROL……..328
9.4.3 MANEJO DEL SMART GRID DESDE LA INTERFAZ HMI……...336
9.4.3.1 PULSORES DE CARGA Y DESCARGA……..336
9.4.3.2 CICLO DE ACCION PARA PRUEBAS DEL AG……338
9.4.3.2.1 AEROGENERADOR……338
9.4.3.3 MÉTODO DE CARGA DESCARGA……340
9.4.4 RECOPILACIÓN DE RESULTADOS……..……342
9.4.4.1 MÉTODO DE RECOPILACIÓN……...……342
9.4.4.2 HISTORIZACIÓN DE VARIABLES MEDIANTE SCADA....342
9.4.5 APAGADO DEL SMART GRID – SETE……...351
9.4.5.1 CIERRE DE PROGRAMAS……...……351
9.4.5.2 APAGADO DEL VARIADOR DE FRECUENCIA……..354

9.4.5.3 APAGADO SISTEMA DE CONTROL……...…355
9.4.5.4 OBSERVACIONES FINALES…….355
9.5 ANEXO E: GRAF. DEMOSTRATIVAS CANALIZADORES PROP……...357
9.5.1 GRÁFICAS CANALIZADORES PROPUESTOS CAPÍTULO V….357
9.5.2 VARIANTE CANALIZADOR ELEGIDO CAPÍTULO V…….363
9.5.3 GRÁFICAS CANALIZADOR PROPUESTO CAPÍTULO VIII……365

ÍNDICE DE FIGURAS

1. CAPITULO I: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Plano Smart Grid Instalado en LER……..2
1.2 Diagrama Básico del SETE……...3

2 CAPITULO II: ANTECEDENTES

2.1 Contaminación por la extracción de combustibles fósiles……...4
2.2 Misión de organización Greenpeace……...5
2.3 Teoría de Hubbert sobre la producción de petróleo……...6
2.4 Centros de investigación ENRC de interés en el mundo……...7
2.5 Matriz energética chilena en el año 2019……8
2.6 Distribución de los vientos globales……10
2.7 Circulación del viento en zona costera……11
2.8 Circulación del viento en laderas……...11
2.9 Proceso de transformación de energía eólica en energía eléctrica……...12
2.10 Porcentaje de instalación de turbinas en el mercado en 2014……...14
2.11 Fabricantes de turbinas: Nueva capacidad instalada en 2014 (en MW)…...14
2.12 Diagrama simplificado de un Smart Grid……...15
2.13 Esquema de conexiones de un Smart Grid……...16
2.14 SETE instalado en Universidad Técnica Federico Santa María……17
2.15 Variador de Frecuencia, vista general……...18
2.16 Motor trifásico instalado……...19
2.17 Sistema de transmisión motor-soplador mediante correas en V……...20
2.18 Interior y salida del soplador impulsor del caudal……...20
2.19 Aerogenerador Instalado……...21
2.20 Lámparas; dicroica (DC) e incandescente (AC) utilizadas en el B. de cargas…...22
2.21 Batería alimentadora……...22
2.22 Central Madre, recopilación de resultados……...23
2.23 Programa SOMACHINE, SCHNEIDER ELECTRIC……...24
2.24 Tablero Eléctrico real……24
2.25 Diagrama Tablero Eléctrico……...25
2.26 Anemómetro……28
2.27 Sensor temperatura, presión, altitud……29
2.28 Sensor Contador de vueltas electrónico……30
2.29 Sensor de corriente utilizado……31
2.30 Escala de conversión análoga de voltaje entre medición y entrada del PLC……...32

2.31 Sensor de voltaje alterno utilizado……..……32
2.32 Regulador de carga……..……..……33
2.33 Panel solar fotovoltaico instalado……..……34
2.34 Inversor Híbrido……...……35
2.35 Funcionamiento inversor Híbrido……..……36

3 CAPITULO III: MARCO TEÓRICO.

3.1 Ejemplo representaciones gráficas……..……40
3.2 Ejemplo representación de nula interacción……...……41
3.3 Ejemplo representación de interacción……..……..42
3.4 Ejemplos Efecto Techo y Efecto Suelo……....……..44
3.5 Ley de inducción de Faraday……..……45
3.6 Aerogenerador Darrieus……..……46
3.7 Aerogenerador Savonius……..……47
3.8 Aerogenerador Tripala de eje horizontal……..……48
3.9 Flujo de viento a través de los álabes de un aerogenerador……49
3.10 Detalle de las fuerzas generadoras de rotación del eje……..……49
3.11 Interior de un aerogenerador horizontal……..……..50
3.12 Volumen de control para análisis……..……..……53
3.13 Gráfico de C.P., C.T. y V. del viento post. al rotor para una turbina ideal…..……57
3.14 Dif. de vel. En el del rotor, representada por la conservación de masa de aire…...59
3.15 Comportamiento de las partículas de viento a la entrada y salida del AG……...60
3.16 Procesos de trans. de energía mecánica de rotación en energía eléctrica……..…...62
3.17 Coeficiente de potencia en función de TSR……..…63
3.18 Principios de funcionamiento de un aerogenerador horizontal de 3 álabes……..…64
3.19 Principios y fundamentos para el diseño……..…..65
3.20 Estado de esfuerzos bidimensional en un punto……..…..67
3.21 Carga concentrada en los dientes de engranajes……..…..68
3.22 Carga normal en tracción y compresión……..……..69
3.23 Representación de carga cortante……..……70
3.24 Representación de carga de Flexión……..……70
3.25 Representación de carga de Torsión……..……72
3.26 Representación de cargas Combinadas……..…..73
3.27 Cable……..……..……73
3.28 Pasador……..74
3.29 Rodillo simple……...…74
3.30 Empotrado……...…..74

3.31 Factores de seguridad aceptables según carga aplicada……...76
3.32 Estado de esfuerzo tridimensional y su descomposición…….....……77
3.33 Estado de esfuerzo bidimensional……..…….……..79
3.34 Análisis de columna para relación de Euler……...…….……..80
3.35 Longitudes efectivas de pandeo según tipo de apoyo…….……..83
3.36 Constantes para la ecuación de Euler…….…….……..84
3.37 Curva de Euler……..…….……84
3.38 Esfuerzos fluctuantes en el tiempo……...…….……86
3.39 Ensayo de Moore para carga repetida…….……87
3.40 Diagrama S-N……..…….……87
3.41 Lim. de fatiga de la probeta como función de la res. Ult. para aceros…….……88
3.42 Factores de acabado superficial……..……...90
3.43 Concentración de esfuerzos en un cambio de sección…….……92
3.44 Gráfico para obtención de q…….……93
3.45 Gráficos para obtención de Kt (Flexión)……..……93
3.46 Gráfico de fatiga para vida finita……..……94
3.47 Curvas de resistencia a la fatiga bajo esfuerzos fluctuantes……..……96
3.48 Simbología de soldadura……..…….……98
3.49 Propiedades para distintas clases de electrodos…….……..98
3.50 Diseño de soldadura a tope……..……...100
3.51 Diseño de soldadura de filete……....….101
3.52 Caso carga paralela en soldadura de filete…….…..…102
3.53 Cálculo de valores especiales según carga aplicada a geometrías de interés…..…103
3.54 Formas de unión no permanente mediante elementos roscados……..……...104
3.55 Conexión con perno cargada en tensión por la fuerza P……...…..104
3.56 Sistemas de distribución de aire en función de su velocidad…….…..…106
3.57 Sistemas de distribución de aire en función de la presión……..……107
3.58 Sistemas de distribución de aire en función de su costo……...….107
3.59 Representación gráfica de toma de medidas de presión…….....….109
3.60 Nomenclatura en una red de conductos……..…..111
3.61 Tipos de derivaciones circulares y rectangulares……..……..112
3.62 Tipos de codos circulares y rectangulares…….……..113
3.63 Tipos de compuertas y mariposas circulares y rectangulares…….....113
3.64 Distintos tipos transformaciones entre conductos …….……114
3.65 Tipos de entradas y salidas…….……115
3.66 Tipos de obstáculos internos……...116
3.67 Tipos de diafragmas y rejillas agujereadas……..……116
3.68 Túnel Abierto……..122

3.69 Túnel Cerrado……123
3.70 Clasificación de Túneles según el Número de Mach……124

4 CAPITULO IV: METODOLOGÍA DE PRUEBAS Y RESULTADOS PRELIMINARES

4.1 Variación de Velocidad del viento provocada por el soplador……128
4.2 Variación de V. del viento posterior al impacto de este con el AG 120[W]……129
4.3 Variación de RPM de los álabes del aerogenerador de 120[W]……130
4.4 Voltaje utilizado por el aerogenerador de 120[W] en el periodo de prueba……131
4.5 Corriente generada por el aerogenerador de 120[W] en el periodo de prueba……132
4.6 Potencia generada por el aerogenerador de 120[W] en el periodo de prueba……133
4.7 Carga de batería en el periodo de prueba……134
4.8 Potencia aprovechada por el panel solar en el periodo de prueba……136
4.9 Curva de potencia aerogenerador de 120[W]……140
4.10 Curva de rendimiento del aerogenerador de 120[W] por valores de catálogo……142
4.11 Curva de pot. Teórica en función de las RPM de los álabes para AG-120W……143
4.12 Coef. de pot. Teórica y experimental del A. de 120[W] en función de las revs. de los álabes de la región efectiva de estudio……144
4.13 Región de trabajo del SETE en la curva de potencia teórica del AG. actual……145
4.14 Curas de rendimiento ef en función de las frecuencias utilizadas en el primer ensayo (según base de cálculo generada a través de las revoluciones obtenidas)……146
4.15 Potencias aprovechadas por ambas F. de energía en el periodo de prueba……147

5 CAPITULO V: DISEÑO DE MEJORAS.

5.1 Aerogenerador 600W……151
5.2 Buje Actual……153
5.3 Tubo Soportante del Aerogenerador……154
5.4 Enrejado estructural……155
5.5 Dimensiones Principales motor alimentador……156
5.6 Dimensiones Generales soplador……156
5.7 Dimensiones generales estructura soportante del sistema motor-soplador……157
5.8 Posición actual anemómetros anterior y posterior……158
5.9 Dimensiones soporte actual del sensor contador de RPM……159
5.10 Altura restante del centro del aerogenerador actual con el centro de flujo……160
5.11 Primera opción de sujetador……161
5.12 Segunda Opción de sujetador……163

5.13 Tercera opción de sujetador……165
5.14 Nuevo soporte para aerogenerador de 600 Watts……166
5.15 Nuevo soporte para sensor contador de RPM……167
5.16 Diagrama de cuerpo libre de la estructura modificada……168
5.17 DCL en el punto 1 de análisis……169
5.18 DCL en el punto 2 de análisis……172
5.19 DCL en el punto 3 de análisis……174
5.20 DCL en el punto 4 de análisis……176
5.21 DCL en el punto 1 de análisis……179
5.22 DCL en el punto 3 de análisis……183
5.23 DCL en el punto 4 de análisis……187
5.24 en el punto 4 de análisis con apoyos en el punto 3……190
5.25 DCL en el punto 2 de análisis……193
5.26 Espesor del filete soldado……195
5.27 Secciones del túnel de viento (Opción 1)……201
5.28 Difusor……202
5.29 Coeficiente de pérdidas en una expansión gradual……202
5.30 Diagrama de Moody……207
5.31 Coeficiente de rugosidad absoluta según material de construcción……208
5.32 Canalizador recto desde el soplador hasta el aerogenerador……210
5.33 Difusor previo a canalizador recto hasta el aerogenerador……213
5.34 Velocidades axial, radial y magnitud en opciones de canalizador……219
5.35 Presión, Energía cinética turbulenta y Tasa de disipación en opciones de canal...220
5.36 Variante de opción seleccionada……222
5.37 Velocidades axial, radial y magnitud en variante de opción elegida……223
5.38 Presión, Energía cinética turbulenta y tasa de disipación en opción de canal……224
5.39 Representación de la situación……225
5.40 DCL ducto……225
5.41 Sección transversal del ducto……226
5.42 Viga Doblemente empotrada con una carga distribuida……228
5.43 Deflexión en el centro del ducto……229
5.44 Teorema del empotramiento en el ducto……229
5.45 Extensión ducto para unión con soplador……231
5.46 DCL Extensión ducto para unión con soplador (fuerzas en pernos)……231
5.47 Carga de prueba en Pernos (Uniones Roscadas)……232
5.48 Gráfico esfuerzo de pared en función del largo del ducto……234

6 CAPÍTULO VI: FABRICACIÓN E INSTALACIÓN DE MODIFICACIONES.

6.1 Tubo a mecanizar para fabricación de extensión……..……....237
6.2 Unión de la estructura original con la extensión tubular……..……238
6.3 Torneado y taladrado cilindro principal soportante del aerogenerador……..……...239
6.4 Mecanizado de soporte contador de RPM acoplado al soporte principal…….....239
6.5 Unión de la estructura original con la extensión tubular……..…….240
6.6 Instalación del sensor contador de RPM en la estructura…….……241
6.7 Terminales del aerogenerador y regulador de carga a conectar…….…...242
6.8 Cordón 3x 2,5mm H05VV-F negro……..243
6.9 Instalación del nuevo aerogenerador en la estructura…….…,244
6.10 Regulador de carga impermeable del AG-600W…….…...245
6.11 Tablero eléctrico adicional (Tablero N°2)……..….246
6.12 Proceso de corte de enrejado superior y resultado en la estructura prot.……....247
6.13 Instalación alambre limitador de rotación……...248
6.14 Modificación de posición anemómetros anterior y posterior…..……249
6.15 Unión primera sección del tramo…….……...252
6.16 Unión segunda sección del tramo…….……...252
6.17 Unión de expansión y extensiones de sujeción al tramo recto del canal…….....253
6.18 Instalación del tramo canalizador (vista isométrica)…….….254
6.19 Instalación del tramo canalizador (vista lateral)…….....….254

7 CAPITULO VII: PRUEBAS FINALES.

7.1 Variación de velocidad del viento provocada por el soplador……..……...259
7.2 Variación de velocidad del viento posterior al impacto de este con los AGs……...260
7.3 Variación de RPM de los álabes de ambos aerogeneradores…….……...261
7.4 Voltaje utilizado por los aerogeneradores para ambas pruebas…….……...263
7.5 Corriente generada por los aerogeneradores para ambas pruebas…….……264
7.6 Potencia aprovechada por los aerogeneradores para ambas pruebas…….……...266
7.7 Carga de batería en el periodo de prueba…….…….267
7.8 Potencia aprovechada por el panel solar instalado en ambas pruebas…….…….269
7.9 Curvas de potencia teóricas en función de la velocidad del viento……..…….274
7.10 Curvas de rendimiento de ambos aerogeneradores por valores de catálogo.....276
7.11 Curva de pot. Teórica en función de las RPM de los álabes para AG-600W.....277
7.12 Curvas de pot, teórica y experimental del AG de 600[W] en función de las RPM de los álabes de la región efectiva de estudio……..278
7.13 Región de trabajo del equipo instalado en la curva de potencia teórica……..279

7.14 Co. de Eficiencia efectivas en función de las frec. implementadas en ambos ensayos (según base de cálculo generada a través de las RPM obtenidas)…….280
7.15 Potencias aprov. por ambas fuentes de energía en el periodo de prueba.……...282

8 CAPÍTULO VIII: CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.

8.1 Ventilador centrífugo 18”–48” de diámetro con motor 2 – 25[HP] Tipo 2…….284
8.2 Parámetros de Velocidad, presión y energía del canalizador recomendado a instalar post modificación del sistema motor-soplado……..285

9 CAPÍTULO IX: ANEXOS

9.1 Geometría……..……....292
9.2 Características del tamaño de borde en la entrada……....293
9.3 Características del tamaño de borde en la salida……...293
9.4 Mallado ducto……...…….294
9.5 Carpeta proyecto flujo turbulento…….....…..……295
9.6 Lanzamiento de FLUENT…….……...…….295
9.7 Mallado delimitado por bordes clasificados……...…….296
9.8 Elección del modelo de turbulencia k-épsilon……...……..…….297
9.9 Identificación de línea central como eje……..……..299
9.10 Definición de condición de contorno en la entrada del ducto…….300
9.11 Definición de métodos de solución numérica…….302
9.12 criterios de convergencia para las 5 ecuaciones del modelo…….……..…303
9.13 conjetura inicial del modelo……...….304
9.14 Definición de parámetros de inicialización…….……305
9.15 Convergencia de valores residuales…….……...…306
9.16 Exportando coeficiente de fricción de pared…….……..…307
9.17 Magnitud de velocidad en el contorno……..….308
9.18 Comportamiento del campo de velocidad en 2D……..…..308
9.19 Comportamiento del campo de velocidad en 3D……..…..309
9.20 Gráficos comparativos del perfil de velocidad……...….309
9.21 Magnitud y comportamiento del campo de presión…….……...310
9.22 Gráfico del decaimiento de la presión manométrica en el ducto…….……...311
9.23 Comportamiento coeficiente de fricción de pared 3D……...……..312
9.24 Gráfico coeficiente de fricción en función del largo del ducto…….……..312
9.25 Gráfico esfuerzo de pared en función del largo del ducto…….……..313
9.26 Energía cinética de turbulencia…….……313

9.27 Disipación del remolino viscoso turbulento……..…..314
9.28 Comportamiento del remolino viscoso turbulento……..….314
9.29 Comportamiento del perfil de velocidad turbulento (teórico)…….……315
9.30 Sección tubular a unir a la actual mediante soldadura……...….316
9.31 Soporte Aerogenerador de 600[W]……...….317
9.32 Soporte sensor contador de revoluciones……...….318
9.33 Primer tramo canalizador……...……..…319
9.34 Segundo tramo canalizador…….319
9.35 Bandeja para unión de tramos del canalizador……...…….320
9.36 Vista Isométrica Instalación de soporte y tramo canalizador en el SETE……..321
9.37 Vista lateral instalación de soporte y tramo canalizador en el SETE……..…322
9.38 Región inferior del tablero eléctrico (bornes)……..…323
9.39 Conexión del enchufe del tablero eléctrico al tc enmarcado con cinta verde…….326
9.40 Activación interruptores (breakers) a posición ON (I) en tablero 1…….…...327
9.41 Activación de interruptor (breakers) a posición ON (I) en tablero 2……..327
9.42 Programas para el control del SETE ubicados en el escritorio……...328
9.43 Pantalla de inicio del programa SoMachine y acceso a Puesta en marcha….....329
9.44 Comunicación del PLC con el computador para la lectura de variables…....330
9.45 Encendido variador de frecuencia, junto con el interruptor trifásico, interruptor para control remoto del variador mediante señal analógica, y display LCD del variador de frecuencia……...…331
9.46 Acceso al programa Vijeo Designer……332
9.47 Interfaz HMI del SETE en modo de edición gráfica……...333
9.48 Ejecución de la interfaz HMI desde el modo de edición de Vijeo Designer….....334
9.49 Interfaz HMI del Smart-Grid SETE ejecutada……334
9.50 Activación de modo de control remoto del variador de frecuencia por medio del Int. Monofásico…….335
9.51 Ubicación botones e iconos para el control de sistema en la interfaz HMI……336
9.52 Botón a accionar (recuadro rojo) para la transmisión del flujo de viento……...338
9.53 Despliegue teclado numérico para establecer la frecuencia de giro del motor…...339
9.54 Pulsores de encendido y apagado de las ampolletas dicroicas e inc…….....341
9.55 Representación general para obtención del registro de variables……343
9.56 Paso 1 Configuración de dirección web……..…343
9.57 Paso 2 Configuración de dirección web……..……344
9.58 Paso 3 Configuración de dirección web……..……...345
9.59 Paso 4 Configuración de dirección web……..……..……..346
9.60 Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer……..……....347
9.61 Paso 1, Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer …..……347

9.62 Paso 2, Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer ……..…348
9.63 Paso 3, Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer……..….348
9.64 Paso 4, Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer ……..…349
9.65 Conf. de dirección web – Nav. Internet -> Adm. de datos Vijeo Designer…….....349
9.66 Ejemplo de fichero ".csv" convertido…….350
9.67 Cierre del programa Vijeo Designer……..…….352
9.68 Cierre de la conexión entre el PLC y PC en SoMachine……...……..353
9.69 Cierre del programa SoMachine……...……...353
9.70 Apagado variador de frecuencia……...……...354
9.71 Sentido del ap. de los interruptores de alimentación del sistema de control…...…355
9.72 Velocidad axial opciones canalizador……...……..357
9.73 Velocidad radial opciones canalizador……...…….358
9.74 Magnitud de velocidad opciones canalizador……..……...359
9.75 Presión manométrica opciones canalizador……...…….360
9.76 Energía cinética turbulenta opciones canalizador……...……361
9.77 Tasa de disipación turbulenta opciones canalizador……...……362
9.78 Velocidad axial, radial y magnitud en variante de canalizador elegido……...…...363
9.79 Presión, energía cinética turbulenta y tasa de disipación en variante de canal…...364
9.80 Velocidades axial, radial y magnitud en opción de canalizador propuesto…..365
9.81 Presión, energía cinética turbulenta y tasa de disipación en canalizador……366

ÍNDICE DE TABLAS

1 CAPITULO I: INTRODUCCION Y OBJETIVOS

-

2 CAPITULO II: ANTECEDENTES

2.1 Ventajas y desventajas al utilizar la energía eólica……...……..13
2.2 Datos Placa Variador de Frecuencia……...……..…..18
2.3 Características Eléctricas motor trifásico instalado……...……19
2.4 Datos Placa Aerogenerador Instalado……...……..21
2.5 Características batería alimentadora……..……23
2.6 Nomenclatura de elementos del tablero eléctrico……..…...…..25
2.7 Características PLC instalado…….....……..26
2.8 Características Módulo de extensión al PLC instalado…….……..26
2.9 Características Arduino Uno……...……27
2.10 Detalles técnicos Anemómetro seleccionado……...……28
2.11 Detalles técnicos Sensor seleccionado……..……...……29
2.12 Detalles técnicos Sensor contador de vueltas electrónico……30
2.13 Detalles técnicos Sensor de corriente……...……...……..31
2.14 Detalles técnicos Sensor de voltaje alterno……...……...…….32
2.15 Detalles técnicos Regulador de carga…….……...……33
2.16 Datos Placa panel instalado……...……...….35
2.17 Detalles Técnicos de Inversor Híbrido……..……..36
2.18 Método de carga automático…….…….....….37

3 CAPITULO III: MARCO TEÓRICO.

3.1 Resistencias y Esfuerzos característicos…….....67
3.2 Tipos de soldadura…….……99
3.3 Valores de rugosidad absoluta para distintos materiales……..…….119

4 CAPITULO IV: METODOLOGÍA DE PRUEBAS Y RESULTADOS PRELIMINARES

4.1 Velocidad Promedio de viento incidente según frecuencia de giro……..……129
4.2 Velocidad Promedio de salida según frecuencia de giro……..……130
4.3 RPM Promedio de álabes del aerogenerador según frecuencia de giro……..…..131
4.4 Voltaje promedio utilizado por el aerogenerador según frecuencia de giro…..…..…..132

4.5 Corriente promedio generada por el aerogenerador según frecuencia de giro…….....133
4.6 Potencia promedio aprovechada según frecuencia de giro……...134
4.7 Tasa porcentual de aumento de carga en batería por minuto según frecuencia….....135
4.8 Velocidades de viento incidente y posterior según frecuencias de prueba……..……137
4.9 Calculo del coeficiente de potencia ideal (rendimiento) según “a”……..……138
4.10 D. del viento, A. de infuencia del sistema motor-soplador máxima en el aerpgenera., velocidad del viento incidente y cálculo de la potencia incidente mediante la ecuación 4.2 para cada frecuencia del ensayo……...……..…..139
4.11 Calculo del coeficiente de potencia según potencia generada en las pruebas…....139
4.12 Calculo del coeficiente de potencia (rendimiento) según C. de pot. de cat……....141
4.13 Coef. de potencia según frecuencia de giro implementada por protocolo..……145

5 CAPITULO V: DISEÑO DE MEJORAS.

5.1 Parámetros Aerogenerador 600W……...……..…152
5.2 Parámetros importantes del Technyl Poliamida A-90……..…170
5.3 parámetros importantes de Tuberías sin costura (ASTM A53 Grado B)……..…173
5.4 Factores de concentración de esfuerzos en soldadura……...197
5.5 Factores de seguridad para cada punto……..……198
5.6 Dimensiones soplador…….…….……199
5.7 Dimensiones para calcular el número de Reynolds…….……199
5.8 Valores para el cálculo del largo y el ángulo de expansión del difusor……..……..203
5.9 Dimensiones cámara de pruebas……...……205
5.10 Dimensiones para calcular el número de Reynolds…….……..……..206
5.11 Dimensiones Canalizador de flujo……..……211
5.12 Valores para el cálculo del largo y el radio hidráulico de salida del difusor…..…214
5.13 Valores característicos de la expansión a implementar……..……215
5.14 Dimensiones Canalizador de flujo…….……216
5.15 Dimensiones para calcular el número de Reynolds……..……..…….217
5.16 Datos relevantes de cada opción……..……..……..218
5.17 Valores característicos de la expansión a implementar……...……221
5.18 Datos relevantes variante a la opción elegida……..……..222
5.19 Propiedades mecánicas del acero galvanizado……...……..…227
5.20 Resistencia de pernos y tuercas DIN……...……...233

6 CAPÍTULO VI: FABRICACIÓN E INSTALACIÓN DE MODIFICACIONES.

6.1 Ficha técnica cordón 3x 2,5mm H05VV-F negro……244
6.2 Parámetros Regulador de carga impermeable del AG-600W……245
6.3 Dimensiones generales tramo canalizador……250
6.4 Listado de materiales para fabricación de canalizador y sus soportes……251

7 CAPITULO VII: PRUEBAS FINALES.

7.1 Condiciones Iniciales Pruebas 1 y 2……258
7.2 Velocidades promedio de entrada según frecuencia de giro……260
7.3 Velocidades promedio de salida según frecuencia de giro……261
7.4 RPM promedio de álabes de los aerogeneradores según frecuencia de giro……262
7.5 Voltaje promedio utilizado por los aerogeneradores según frecuencia de giro……265
7.6 Corriente promedio generada por los aerogeneradores según frecuencia de giro……265
7.7 Potencia promedio generada por los aerogeneradores según frecuencia de giro……267
7.8 Tasa porcentual de aumento de carga en la batería para ambas pruebas……268
7.9 Velocidades de viento inc. y post. a los aerogeneradores según frec. de prueba……270
7.10 Comparación del coeficiente de potencia ideal según "a" obtennido……271
7.11 Cálculo de la pot. incidente mediante la ecuación 4.2 para frec. en las pruebas…272
7.12 Calculo del coeficiente de potencia en cada frecuencia de ensayo según pot……273
7.13 Calculo del coef de potencia según curva de potencia del AG del catálogo……275
7.14 Coef. de potencia según frecuencia de giro implementada para las pruebas……279

8 CAPÍTULO VIII: CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.

-

9 CAPÍTULO IX: ANEXOS

9.1 Clasificación de bordes……296
9.2 Símbolos de entrada en borneras del tablero eléctrico……323
9.3 Detalle íconos de control para realizar el ciclo de carga-descarga del SETE……337

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 INTRODUCCIÓN

Si bien durante el transcurso de la historia moderna se le ha subvalorado por su alto costo de instalación y su complejidad en la teoría, la energía limpia y sus métodos de obtención parecieran ser la solución a los problemas que enfrenta el planeta. El cambio climático, la falta de recursos, el idealismo implantado desde la innovación o el avance cultural que se posee como especie, permiten explicar el fenómeno presente y el "boom" que ha significado en la sociedad el uso y experimentación de métodos de generación de energía mediante fuentes renovables no convencionales.

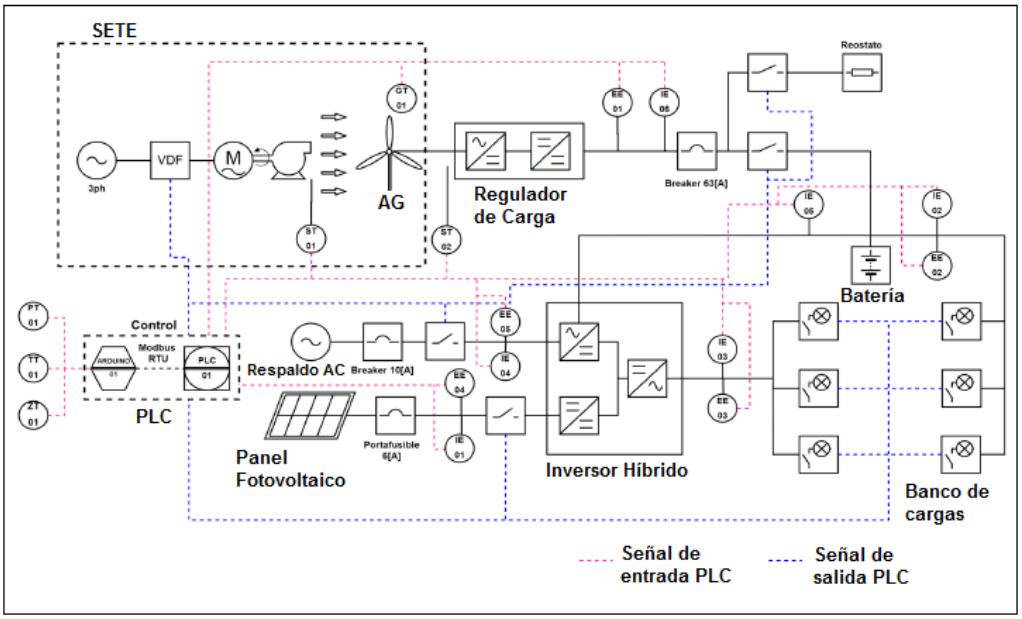
Actualmente, países como España, Alemania, Dinamarca, Inglaterra y Colombia, a través de centros de investigación (Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores de alta potencia en el Centro Nacional de Energías Renovables de España o el banco de prueba implementado por el Instituto Fraunhofer IWES alemán), empresas (DIKON a través de sus estudios en las turbinas de baja potencia) o universidades (banco de prueba para aerogeneradores de baja potencia en Universidad Politécnica de Cartagena), se han vuelto pioneros en el estudio de generación de energía limpia a través del uso del viento y el sol particularmente; mientras que en Chile, esta ventana empieza a explorarse de forma emergente, sobre todo mediante el aprovechamiento de la energía solar.

En base a esta premisa, es que la Universidad Técnica Federico Santa María, en su Laboratorio de Energías Renovables (LER), busca implementar proyectos que, con fines académicos, de investigación y posible implementación comercial futura, puedan aportar un cambio en el enfoque energético tan requerido hoy en día, como lo es la generación de energía mediante recursos provenientes de fuentes renovables "inagotables".

Uno de estos proyectos en curso es el Sistema de Micro Red Inteligente de Cogeneración (Smart Grid), el cual resulta de una ampliación del sistema de ensayos de tecnología eléctrica (SETE), para operar como banco experimental. Dicho sistema se puede apreciar en la figura 1.1, y se constituye de:

- Aerogenerador (Energía eólica SETE)
- Panel Fotovoltaico (Energía solar)
- Motor de combustión interna (Fuente de respaldo AC).
- Banco de baterías (Batería de ciclo profundo).
- Conexión a la red eléctrica.

Figura 1.1 Plano Smart Grid Instalado en LER.
Fuente: Vijeo Designer.



Todo para alimentar un banco de cargas como un sistema de ensayos automatizados y manuales donde distintos dispositivos comparten información entre ellos para generar energía funcionando como una red híbrida, donde 2 o más fuentes de distinta naturaleza, sean capaces de proporcionar electricidad al banco mencionado.

Si bien este sistema posee los componentes básicos para realizar eficientemente múltiples pruebas de funcionamiento, todavía se requiere efectuar mejoras en el SETE, como:

- Adecuar estructuralmente el flujo del viento con el aerogenerador.
- Completar la instrumentación y sensores.
- Documentar un protocolo de operación manual.
- desarrollar un manual de ensayos experimentales.

Por ende, en este trabajo se definen los métodos de diseño, fabricación e implementación de mejoras, tanto estructurales en el SETE, como de pruebas en el Smart Grid (Figura 1.1). Estas pruebas deben ser de fácil ejecución, de tiempos acotados, representativas y comparables en el tiempo, además, se requiere que sean validadas con base en la normativa técnica asociada según la Comisión Internacional Electrotécnica IEC en el caso del SETE (en específico las normas IEC 61400-12 “Wind turbine power testing” e IEC 61400-12-1 “Power performance measurements of electricity producing wind turbines” sobre el diseño y control de pruebas en aerogeneradores) y al Instituto Alemán de Normalización DIN en el

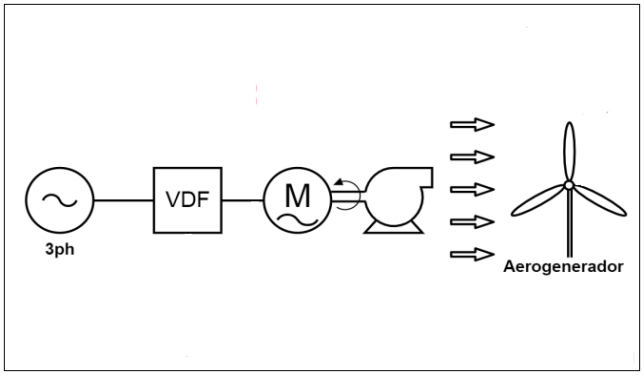
caso de la fuente solar fotovoltaica (en específico la segunda parte de la norma 12976 del año 2006 sobre la metodología de pruebas en sistemas fotovoltaicos prefabricados).

1.2 OBJETIVOS

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, el presente trabajo tiene como objetivo general diseñar, fabricar e implementar las mejoras planteadas, y realizar pruebas de validación para el Smart Grid con base en la normativa técnica.

En la Figura 1.2 se presenta el diagrama del ámbito de intervención asociado a la materia de esta tesis:

Figura 1.2 Diagrama Básico del SETE
Fuente: Vijeo Designer.



Mientras que, los objetivos específicos contemplados son:

- Investigar el estado del arte (antecedentes) y las normas técnicas de los bancos experimentales para micro redes de cogeneración eléctrica con base en energías renovables.
- Diseñar, fabricar e instalar los componentes de la base del aerogenerador para el SETE y estudiar métodos de canalización del viento generado por el sistema motor soplador actual.
- Implementar la instrumentación y sensores para medición de las principales variables del sistema, configurándolos en la programación lógica del circuito de control.
- Realizar las pruebas de validación, analizar y documentar los resultados, y desarrollar un manual de usuario del Smart Grid.

CAPITULO II: ANTECEDENTES

2.1 SITUACIÓN ACTUAL

El cambio climático en la actualidad y los efectos visibles involucrados, que han sido (en su mayor parte) generados por las malas prácticas técnico-económicas de las grandes empresas, tanto estatales como privadas, con la extracción desmesurada, y casi con alevosía, de combustibles fósiles (principalmente gas, petróleo y carbón), y la humanidad en sí, con la excesiva e inconsciente utilización de estos recursos, han provocado que el planeta pase de ser un lugar auto sustentable para vivir, a un lugar inestable, con síntomas claros, como lo son los terremotos, tsunamis, huracanes, aumento y descenso de temperaturas, lo que afecta a los ecosistemas y provoca la extinción de especies, entre otras consecuencias.

La Figura 2.1 se encarga de referenciar estos hechos, a través de una publicación mediática relacionada con el daño y soluciones al problema.

Figura 2.1 Contaminación por la extracción de combustibles fósiles.
Fuente: https://www.ecoticias.com/medio-ambiente/133919/Como-afecta-al-Medio-Ambiente-extraccion-combustibles-fosiles



Diversos estudios demuestran que la sociedad y sus acciones influyen directamente en el cambio climático y, así como se tienen estos resultados, que son en su mayoría negativos, también es posible generar un cambio positivo a través de la conciencia y cambio de mentalidad para instaurar una mirada ecológica en la humanidad y cambiar el paradigma hasta hoy implantado.

En la Figura 2.2 se puede apreciar una declaración de principios de Greenpeace, organización no gubernamental (ONG) que está dispuesta a trabajar en post de un mundo mejor.

Figura 2.2 Misión de organización Greenpeace.
Fuente: https://es.greenpeace.org/es/trabajamos-en/cambio-climatico/



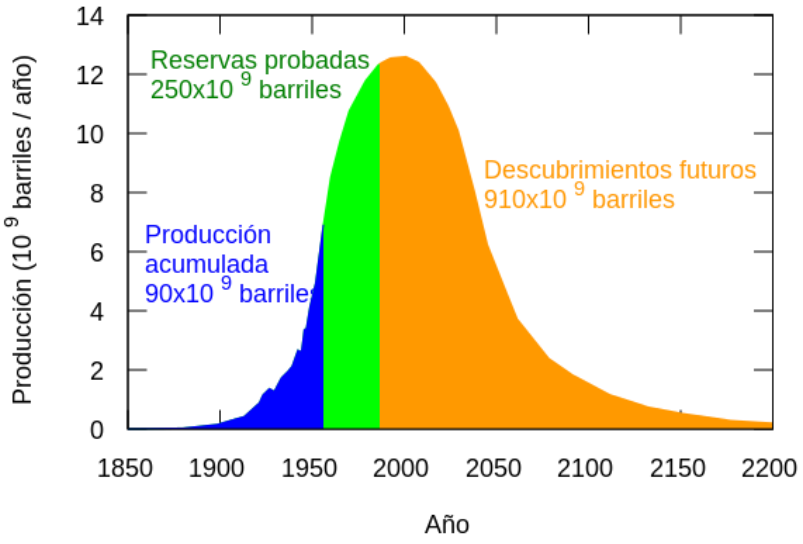
Así como esta ONG, existen diversas organizaciones por todo el mundo que se dedican a combatir los efectos negativos que genera el ser humano a través de sus malas prácticas, como la utilización en exceso de combustibles fósiles, acción que ha desencadenado en gran medida al calentamiento global que hoy asecha al planeta.

2.2 PANORAMA ENERGÉTICO Y LAS ERNC COMO AGENTES DE CAMBIO

En Chile y el mundo, desde la revolución industrial hacia adelante, siempre se buscó potenciar la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía. Plantas industriales, centrales de ciclos combinados o simples grupos electrógenos son reflejo del desarrollo y potenciación que se le ha dado a estos métodos. En este escenario, siempre estuvieron relegadas a segundo plano las energías renovables no convencionales (ERNC).

Sin embargo, en la Figura 2.3, se puede apreciar un decrecimiento predictivo del petróleo a través de los años venideros (uno de los principales combustibles fósiles), lo que pone en pie una problemática que se viene arrastrando hace bastante tiempo, los recursos se agotarán, y se deben buscar soluciones, no solo por el abastecimiento energético de las comunidades, sino que también, por el planeta y su medio ambiente.

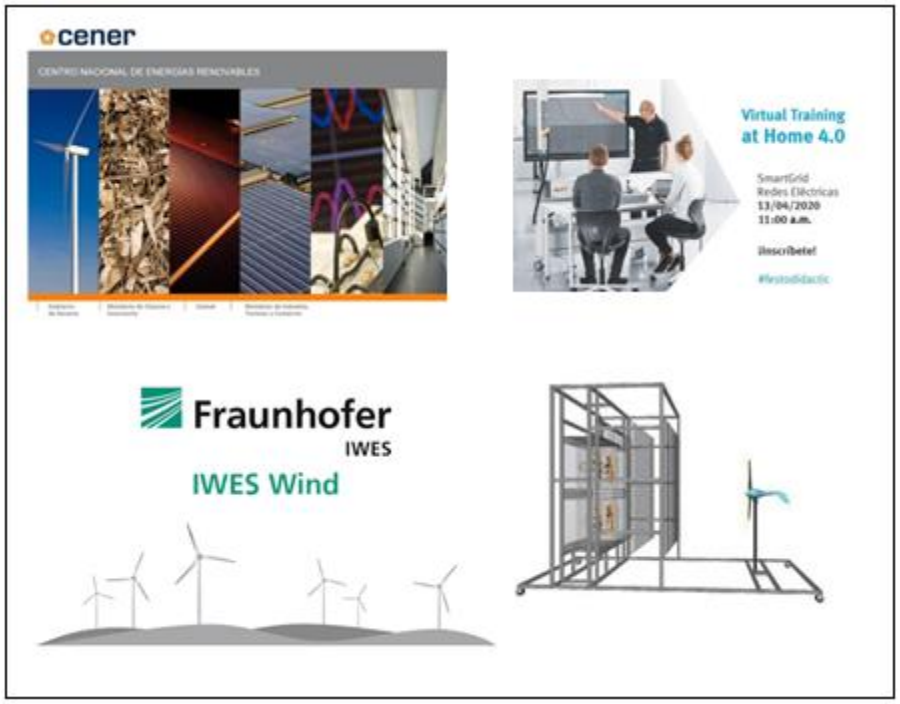
Figura 2.3 Teoría de Hubbert sobre la producción de petróleo.
Fuente: https://bester.energy/blog/energias-renovables-vs-combustibles-fosiles/



Es por estas razones, y por el fuerte movimiento social emergente respecto a estos temas, que los mismos empresarios, privados e incluso los estados, que en un momento se dedicaron a promover la explotación de estos recursos, ahora se han dedicado a apoyar aquellos proyectos que entregan soluciones innovadoras, por ende creativas, que incluyan en sus modelos de generación de energías, recursos renovables no convencionales.

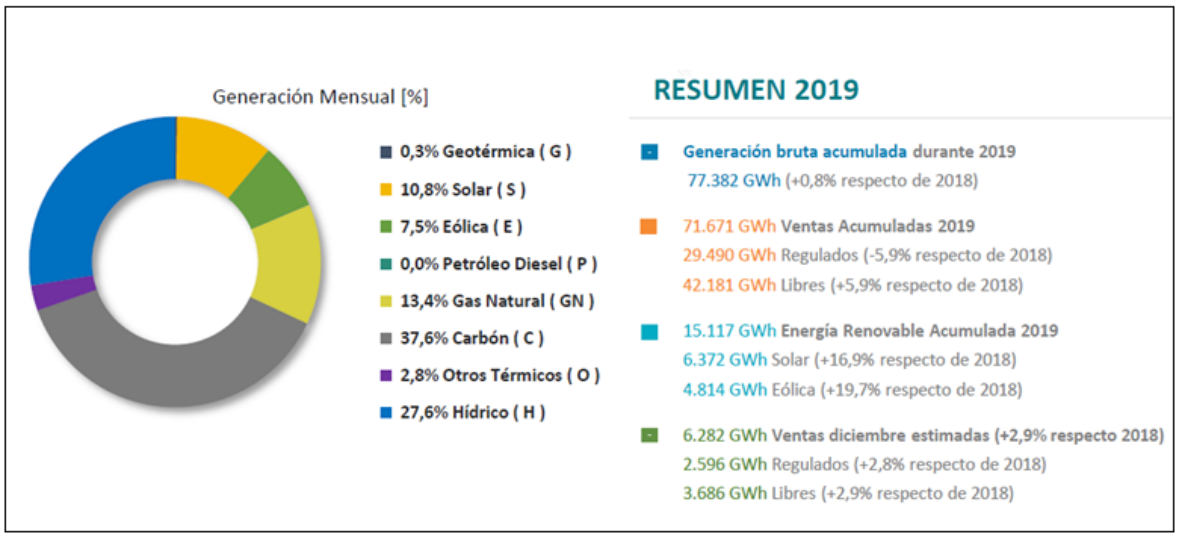
En el contexto Internacional, países como España, Alemania, Dinamarca e Inglaterra en Europa, Estados Unidos y Canadá en América, Australia en Oceanía e incluso Colombia en el contexto sudamericano, han dedicado tiempo y recursos en estudios e implementación de dichos métodos de generación de energía para el reemplazo paulatino de los tradicionales en el tiempo (Figura 2.4), fomentando además el uso de estas energías a través de leyes asociadas al "Net Metering" que incentiva al ciudadano común a invertir en la instalación de dichas fuentes en su vivienda o comunidad para no solo ser un observador de los cambios, sino que también involucrarse directamente en ellos.

Figura 2.4 Centros de Investigación ERNC de interés en el mundo.
Fuente: CENER España, FESTO, Instituto Fraunhofer Alemania, UPC Colombia.



Mientras esto ocurre en el mundo, Chile, a pesar de sus problemas en ámbitos de industrialización propia, es líder en el contexto regional en cuanto a materias de energía renovable no convencionales se refiere, ya que ha fomentado, en primer lugar, mediante la Ley 20257 del año 2008 (y modificada el año 2013) que en el país se genere al menos un 20% de su energía mediante ERNC en el año 2025, meta que en la actualidad ya se encuentra cercana sólo considerando los métodos de generación de energías solar y eólica (Figura 2.5):

Figura 2.5 Matriz Energética chilena en el año 2019.
Fuente: Reporte Energético 2020, Coordinador Eléctrico Nacional.



Además ha logrado implementar un laboratorio de redes eléctricas inteligentes en base a energías renovables funcional para capacitaciones y estudios de comportamientos de ERNC (Smart Grid Energy Lab, 2018), para finalmente, avanzar en materia de leyes en la implementación de Sistemas Híbridos en base a estas energías para mitigar el consumo eléctrico proporcionado por las centrales de carbón o ciclo combinado y, al igual que en el resto del mundo, hacer partícipe al ciudadano común en los cambios asociados en materia energética.

Teniendo en cuenta lo anterior, es claro que en los tiempos actuales y venideros, se escuchará mucho de las ERNC y su capacidad de generar energía sin incurrir en el consumo, gasto o agotamiento de su fuente.

Algunas de las más populares son el aprovechamiento de:

- **Energía Solar.**
- Energía Mareomotriz.
- Biomasa.
- Energía Geotérmica.
- Energía Nuclear.
- Energía Hidráulica.
- **Energía Eólica.**

Las energías destacadas de la lista, son las sometidas a estudio en esta tesis, haciendo especial énfasis en la "Energía Eólica", dado que es la fuente energética del SETE, donde se implementarán los diseños de mejoras a instalar para optimizar su funcionamiento.

2.3 APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA EÓLICA.

El cambio es la manera de alcanzar los objetivos, buscar soluciones innovadoras brinda oportunidades a la humanidad para crecer como especie, en ámbitos generales, mientras que a los ingenieros que innovan en esta área, y a las empresas que apoyan estas innovaciones, motivan, en forma particular, a generar un desarrollo potente en cuanto a lo profesional y al prestigio. Es por lo anterior que se ve a las ERNC como una oportunidad, en todos los sentidos, y en el caso de estudio, se desea aprovechar dicha oportunidad para utilizar modificaciones innovadoras con el fin de obtener el máximo rendimiento de una de ellas, la energía eólica.

La energía del viento, la energía solar (ya sea acumulada en paneles fotovoltaicos o en termoeléctricas), e incluso la energía que se obtiene de los combustibles fósiles provienen del sol. En el transcurso de 1 año, la tierra recibe del sol aproximadamente $1{,}74 * 10^{17}$ watts de potencia sobre su superficie, es decir, $1{,}74 * 10^{18}$ $[kWh]$ de energía en dicho periodo.

Diversos estudios demuestran que alrededor del 2% de esa cuantiosa cantidad de energía se puede convertir en energía eólica debido al movimiento de las partículas de aire, ya que el viento es originado por el calentamiento de las mismas, de la tierra y del mar a través de la radiación entregada por el sol, situación que se vuelve especialmente relevante en lugares montañosos y en zonas costeras. De esta forma, se puede entender que la energía eólica es una forma indirecta de energía solar.

2.3.1 TIPOS DE VIENTOS

Las regiones alrededor de la línea del ecuador se calientan por radiación más que el resto de las zonas del planeta. El aire caliente, más ligero que el frío, sube hasta alcanzar una altura de 10 kilómetros aproximadamente, y se extiende desde la línea del ecuador hacia el norte y el sur. Si la tierra no experimentara la rotación, el aire simplemente llegaría al polo norte y al polo sur. Sin embargo, como se debe tener en cuenta dicho movimiento, el proceso de circulación global de aire sobre el planeta, se hace mucho más complejo de analizar y entender. En el hemisferio norte, el movimiento del aire en las capas altas tiende a desviarse hacia el este y en las capas bajas hacia el oeste, por efecto de las fuerzas de inercia, denominadas "Fuerzas de Coriolis". En el hemisferio sur ocurre lo contrario.

La dinámica atmosférica es capaz de demostrar la distribución de los vientos globales sobre la tierra (Figura 2.6):

Figura 2.6 Distribución de los vientos globales.
Fuente: https://www.aprendeconenergia.cl/el-viento-infinita-fuerza-energetica/



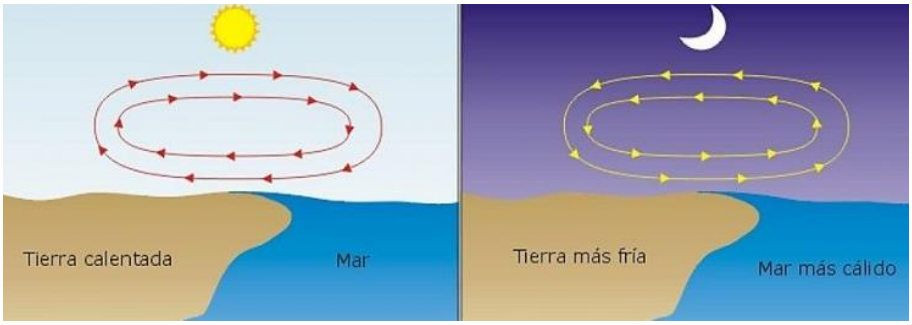
De esta manera, el aire que asciende en la zona cálida de la línea del ecuador se dirige hacia el polo, desviándose hacia el este cuando avanza hacia el norte. Al alcanzar la zona subtropical, desciende, volviendo al ecuador por la superficie, dando lugar a los vientos Alisios. Por encima de este ciclo subtropical se forma otro con características semejantes, aunque en este caso es el aire cálido el que ha descendido en la zona subtropical, el que se desplaza por la superficie terrestre hasta que alcanza la zona subpolar, en donde vuelve a ascender enlazando con el ciclo polar y repitiendo el mismo.

Aunque los vientos globales cobran importancia cuando se debe evaluar qué vientos son los dominantes en una región de estudio, las condiciones climáticas locales pueden influir de forma decisiva al momento de determinar cuáles son las direcciones de vientos más comunes presentes en dicha región. Los vientos locales se superponen a los globales, de forma que la dirección del viento se encuentra influenciada por la suma de los efectos globales y locales. Sin embargo, cuando los vientos globales son suaves, los vientos locales son capaces de dominar el comportamiento del viento en general. Existen 2 zonas en donde esto ocurre, y se describen a continuación:

En las zonas costeras, durante el día, la radiación solar calienta la tierra, y esta se calienta más rápido que el mar. El aire caliente sube, circula hacia el mar, y genera una baja de

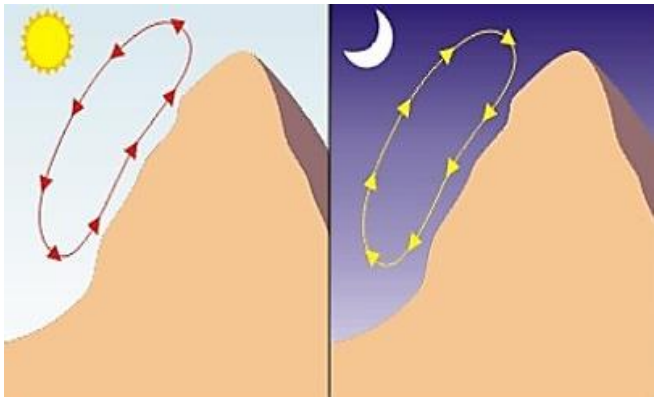
presión a nivel de suelo que atrae el aire frio del mar, generando la brisa marina. En ciertos periodos existe un equilibrio al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan. En la noche, los vientos actúan en sentido contrario y tienden a velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña de lo que es durante el día, por efecto del sol (Figura 2.7).

Figura 2.7 Circulación del viento en zona costera.
Fuente: https://www.bvsde.paho.org



Mientras que en las regiones montañosas existen modelos de clima muy particulares. En el viento del valle, por ejemplo, que se genera en las laderas montañosas que dan al sur (o en las que dan al norte en el hemisferio sur); cuando las laderas y el aire cercano a ellas están calientes (hecho que sucede en el día), la densidad del aire disminuye, y por dicho efecto, este asciende hasta la cima guiado por la ladera. Mientras que, durante la noche, el sentido del viento se invierte, haciendo que el viento ahora fluya ladera abajo (Figura 2.8).

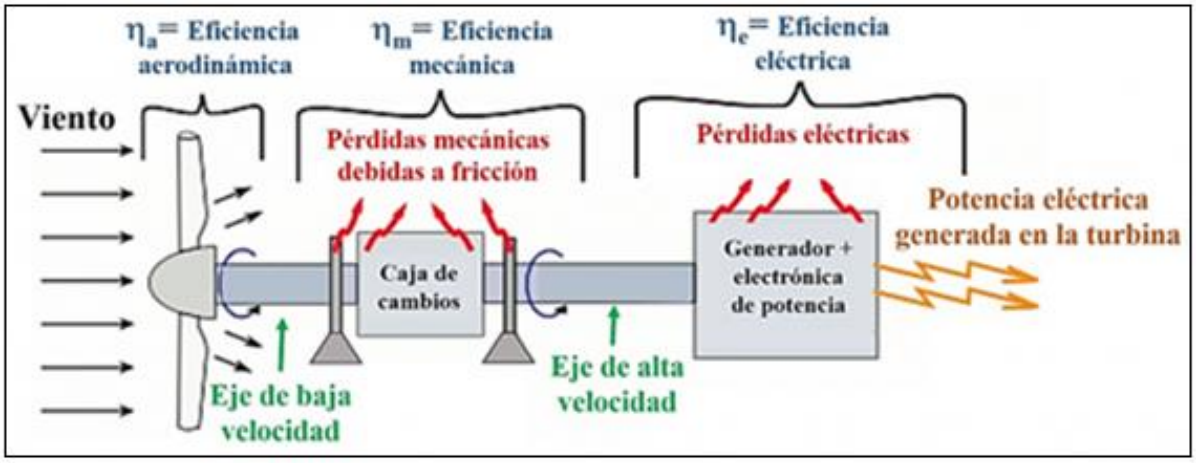
Figura 2.8 Circulación del viento en laderas.
Fuente: https://www.bvsde.paho.org



2.3.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS

La energía del viento puede definirse como una fuente energética que es capaz de aprovechar la fuerza mecánica del mismo (sea local o una suma de vientos locales y globales) a través de una turbina interna, que transforma dicha fuerza en energía para un generador, que la transformará en electricidad (Figura 2.9).

Figura 2.9 Proceso de transformación de energía eólica en energía eléctrica.
Fuente: http://www.ftexploring.com/wind-energy/wind-power-coefficient.htm



Como todo proceso, este no se libra de contar con ciertas ventajas y desventajas sobre su utilización, por ende, para efectuar una instalación eventual de este método, se debe tener en cuenta lo siguiente (Tabla 2.1):

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas al utilizar la energía eólica.
Fuente: https://www.revistaenergia.com/?p=1135

ENERGÍA EÓLICA	
Ventajas	Desventajas
• Utiliza un recurso energético ilimitado como es el caso del viento. • Es una fuente energética segura, constante y renovable. • Es una fuente energética que no contamina ni causa estragos al medioambiente o a las comunidades. • Presentan técnicamente un periodo de vida útil superior a 20 años de uso continuado. • Permiten el traslado y la reutilización de las instalaciones.	• Se incurre en una directa dependencia de las condiciones atmosféricas. • Está considerada como una de las fuentes energéticas de más alto costo en comparación a otras fuentes energéticas de tipo convencional. • Presentan una considerable alteración del paisaje local. • Ambientalmente genera un impacto en los flujos migratorios de las aves en la zona. • El giro de las aspas genera un ruido constante producto del roce, el cual produce molestias en las comunidades sociales del entorno. • En razón a los materiales de construcción y los equipos técnicos de generación provoca intervención en las señales de transmisión de radio y televisión dentro de las comunidades aledañas. • El rendimiento energético de generación es considerablemente menor comparativamente con otras fuentes energéticas de carácter convencional.

2.3.3 UTILIZACIÓN

Un acercamiento a la utilización del viento como fuente de energía se puede expresar en la cantidad de producción de turbinas eólicas. Las Figuras 2.10 y 2.11, indican cómo ha sido la variación porcentual de producción de los 10 mayores fabricantes de estas según sea el periodo de estudio, tomando en consideración la adquisición y aprovechamiento de este artefacto en el mundo, y sus respectivas zonas de influencia:

Figura 2.10. Porcentaje de instalación de turbinas en el mercado en 2014.
Fuente: https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-turbinas-eolicas-del-mundo/

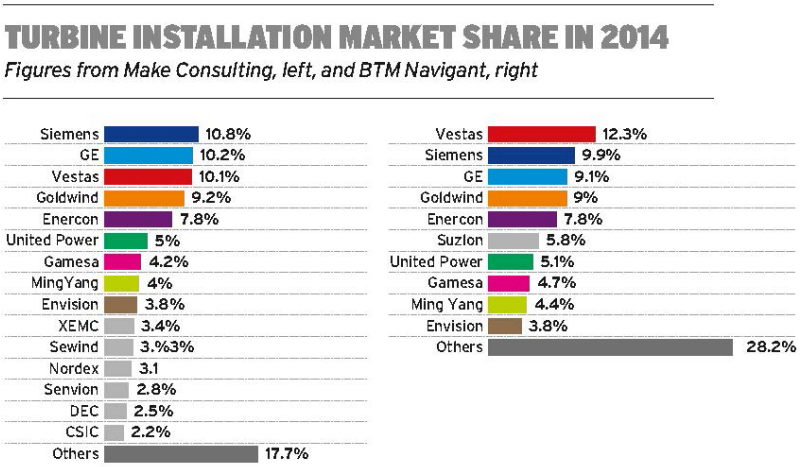
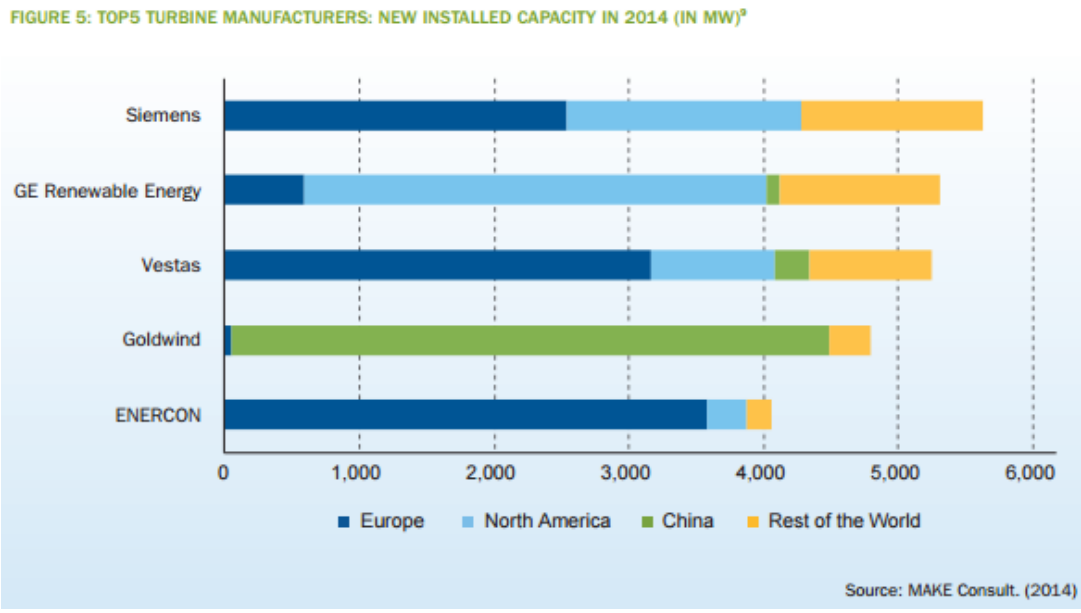


Figura 2.11 Fabricantes de turbinas: Nueva capacidad instalada en 2014 (en MW).
Fuente: https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-turbinas-eolicas-del-mundo/



Si bien el mercado actual y la instalación de turbinas alrededor del mundo va en ascenso, se puede apreciar una clara predominación de empresas como Siemens, Vestas y ENERCON en la instalación de aerogeneradores en Europa, donde se le ha dado más influencia al uso del recurso energético no convencional, una corriente que están siguiendo la mayoría de los

países desarrollados, al verse menos afectados ante los cambios más abruptos de su matriz energética.

2.4 SISTEMAS DE MICRORED ELÉCTRICA.

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, la matriz energética de un país en vías de desarrollo no puede cambiar abruptamente. Es por esto que, en el campo de estudio de investigación chileno, una de las metas principales impulsadas por las autoridades es que se lleve a cabo este cambio en la matriz de forma paulatina, por lo que se deben idear formas de estudio que permitan encontrar métodos que mejoren la eficiencia de los sistemas implementados utilizando fuentes energéticas convencionales y no convencionales que sean capaces de estar comunicadas entre sí para aportar a la generación de energía de manera continua y eficiente (Potencia generada cercana a la potencia máxima de funcionamiento). Para complementar con mejoras el sistema utilizado se debe contar con ensayos que permitan realizar simulaciones de los mismos. Uno de los métodos más efectivos de generación de energía de este tipo son los llamados Sistemas de Micro redes Eléctricas (Smart Grid, Figuras 2.12 y 2.13), los cuales son implementados para estudiar las posibilidades reales de estimar la capacidad que tienen los distintos componentes de esta Microred de generar energía eléctrica mediante la carga de baterías almacenadoras de energía.

Figura 2.12 Diagrama simplificado de un Smart Grid.
Fuente: Shenzhen SUN SHARE Green Energy co.,ltd

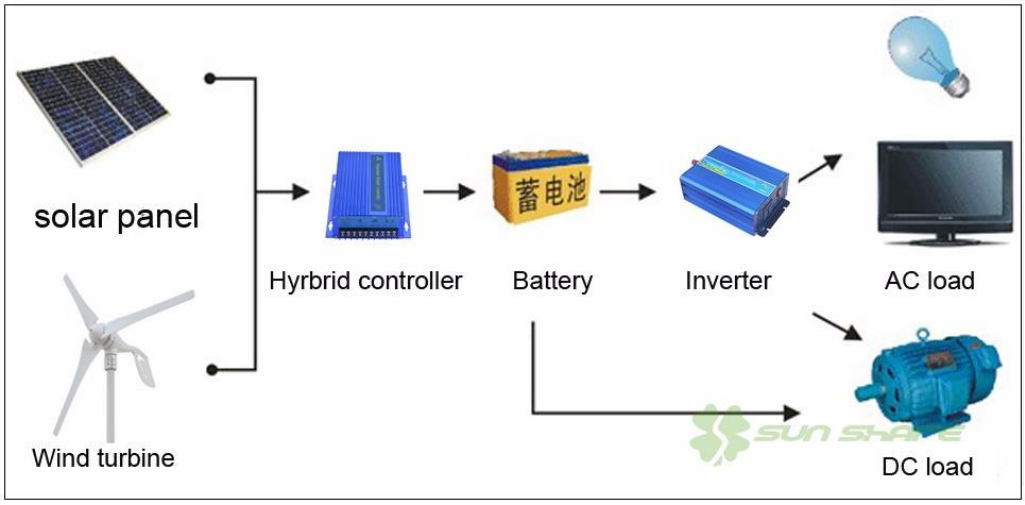
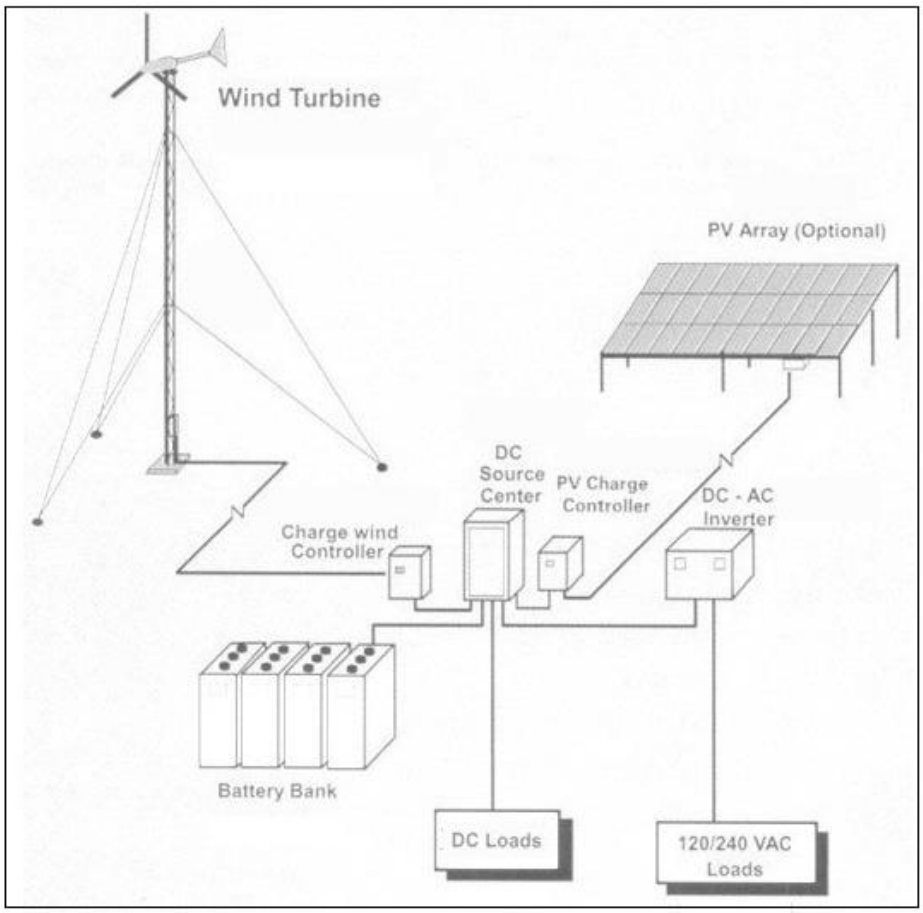


Figura 2.13 Esquema de conexiones de un Smart Grid.
Fuente: https://www.efimarket.com/aerogenerador-600w-micro-para-instalacion-aislada-24v-controlador-incluido



Como se mencionó anteriormente, en distintas universidades del mundo y centros de investigación se encuentran instalados estos sistemas. En particular, en Chile existen pocos centros de investigación que lo implementan, siendo la Universidad Técnica Federico Santa María pionera en dicho aspecto, la cual se ha preocupado de implementar dicho sistema aprovechando dos métodos de generación de energía anteriormente mencionados: La utilización de las energías solar y eólica, mediante:

- **SISTEMAS DE ENSAYO DE TURBINAS EOLICAS.**
- **SISTEMA DE PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO.**

Apoyadas con fuentes de respaldo como lo es un motor de combustión interna y la conexión a la red eléctrica (Como se mostró en la Figura 1.1).

2.4.1 SISTEMA DE ENSAYO DE TURBINAS EÓLICAS

Denominado como SETE, este sistema de generación de energía consiste en la utilización de aerogeneradores impulsados mediante un soplador simulador de corrientes de viento, para que, a través del movimiento de una turbina interna pueda utilizar la energía del mismo para generar energía eléctrica dispuesta en una batería conectada a un tablero eléctrico con bombillas que utilicen dicha carga energética (Figura 2.14).

Figura 2.14 SETE instalado en Universidad Técnica Federico Santa María
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



El sistema actualmente instalado se encuentra conformado (en general) por los siguientes equipos y elementos: variador de frecuencia, motor trifásico, soplador, aerogenerador, equipo de almacenamiento y carga, y panel de control.

Estos equipos y elementos son descritos a continuación.

2.4.1.1 VARIADOR DE FRECUENCIA

Encargado de administrar el rango de velocidad de giro del motor, el variador de frecuencia permite efectuar el ensayo en el rango implementado desde un mínimo de 0 hasta un máximo de 50 [Hz]. El aparato se puede apreciar en la Figura 2.15, mientras que su placa contiene la siguiente información (Tabla 2.2):

Figura 2.15 Variador de Frecuencia, vista general.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Tabla 2.2 Datos Placa Variador de Frecuencia.
Fuente: https://www.se.com/cl/es/product/ATV32HU75N4/variador-de-velocidad-para-motor-asincrono-y-sincrono-3-fase-emc-7.5kw---400v/

Marca	Altivar
Modelo	ATV32HU75N4
Potencia	7.5[kW] - 10[HP]
V2.3	IE17

2.4.1.2 MOTOR TRIFÁSICO

Encargado de generar la rotación del soplador, el motor trifásico permitirá, a través del variador de frecuencia y un sistema de transmisión de correas (Figura 2.16 y Tabla 2.3), generar el flujo de viento necesario para efectuar los ensayos requeridos.

Figura 2.16 Motor trifásico instalado.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.

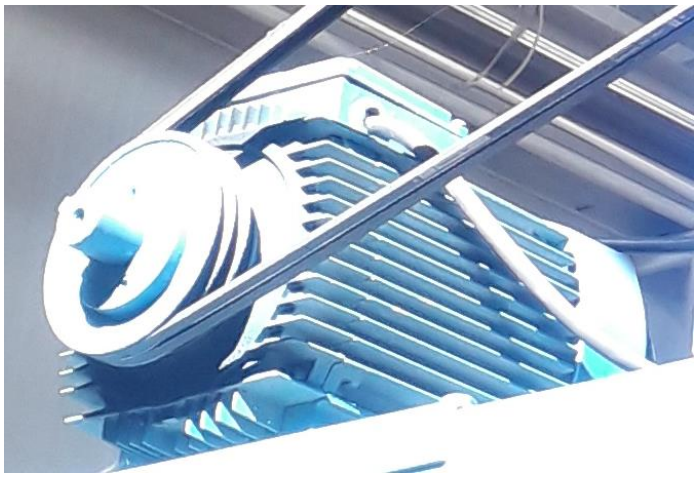


Tabla 2.3 Características Eléctricas motor trifásico instalado.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Voltaje	380[V] conexión Δ
Corriente	11,7[A]
Frecuencia	50[Hz]
Potencia activa	5[kW] – 7,5[HP]
Velocidad rotacional	1425[rpm]
Factor de potencia	0,84[-]

2.4.1.3 SOPLADOR

Requerido como sistema final de impulsión, el soplador se encarga de conectar el sistema generador del caudal de aire para expulsarlo hacia el aerogenerador y así generar la rotación de los álabes con el objetivo de generar potencia aprovechable (Figuras 2.17 y 2.18).

Figura 2.17 Sistema de transmisión motor-soplador mediante correas en V.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Figura 2.18 Interior y salida del soplador impulsor del caudal.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



2.4.1.4 AEROGENERADOR

Es el encargado de generar potencia aprovechando la rotación de sus álabes gracias al flujo de viento entregado por el soplador (Figura 2.19), sus datos generales se pueden observar en la tabla 2.4:

Figura 2.19 Aerogenerador Instalado.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Tabla 2.4 Datos Placa Aerogenerador Instalado.
Fuente: https://www.opitra.cl/aerogenerador/255-generador-eolico-120w-12v.html

Modelo	Boreas-120[W]
Tipo de Corriente	Directa
Potencia nominal de salida	82[W]
Potencia máxima de salida	120[W]
Voltaje	12 [v] Corriente Directa
Tipo de generador	PMG (Imanes permanentes)
Cantidad de Aspas	6
Diámetro de influencia	820[mm]
Peso bruto	10,5[kg]
Velocidad nominal de viento	12[m/s]
Velocidad máxima de viento	45[m/s]

2.4.1.5 ALMACENAMIENTO Y CARGA

Encargado de recibir la potencia generada por el aerogenerador, el banco de cargas conectado consta de 6 Lámparas (3 ampolletas incandescentes 220[VAC] de 42[W] y 3 ampolletas dicroicas 12[V] de 50[W]) las cuales se encienden según los requerimientos de los ensayos (Figura 2.20), la energía consumida por estas viene del banco de batería (Figura 2.21 y Tabla 2.5), la cual se carga según el tiempo de funcionamiento del SETE.

Figura 2.20 Lámparas dicroica (DC) e incandescente (AC) utilizadas en el banco de cargas.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Figura 2.21 Batería alimentadora.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Tabla 2.5 Características batería alimentadora.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Marca	Chisol
Amperaje	100[AH]
Voltaje	12[V]
Tipo	Ciclo Profundo, sellada recargable
Modelo	Para sistemas solares
Clase	VRLA
Temperatura nominal de trabajo	25 3°C
Carga máxima	13,5[V] – 13,8[V] a 25[°C]
Dimensiones	325x167x217[mm]
Peso	25,1[kg]

2.4.1.6 PANEL DE CONTROL

Funcionando continuamente para que el sistema pueda implementarse, el panel de control consta de una central madre (Figura 2.22) cuya programación se realiza según el método de escalera a través del software SOMACHINE de la marca SCHNEIDER ELECTRIC (Figura 2.23).

Figura 2.22 Central Madre, recopilación de resultados.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.

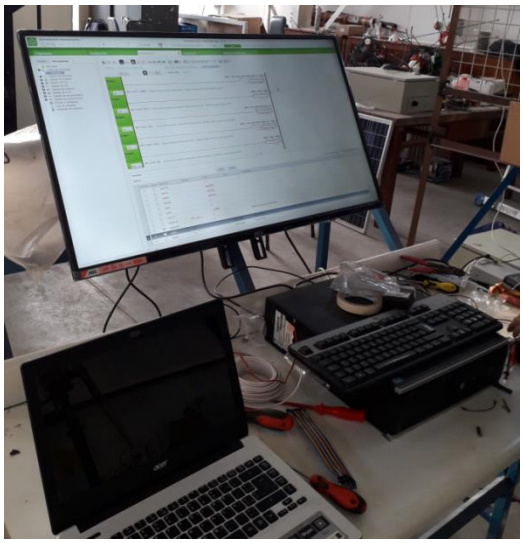
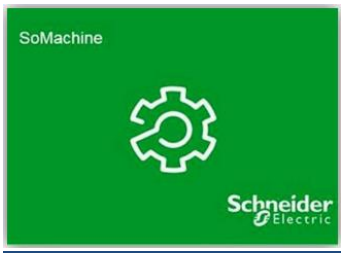


Figura 2.23 Programa SOMACHINE, SCHNEIDER ELECTRIC.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Esta programación se encuentra anclada al sistema a través de un controlador lógico programable (PLC en inglés) MODICON TM221CE24R (base del sistema de control y adquisición de datos o SCADA) mostrado en la Figura 2.24, y a un Micro controlador (Arduino Leonardo, en la misma figura) cuyo objetivo es recibir las señales de los sensores para entregar los resultados captados correspondientes a los parámetros físicos del SETE, ya sean mediciones análogas (continuas), como la corriente y tensión para el cálculo de potencia generada, o digitales (discretas), como la velocidad del viento, condiciones ambientales y velocidad angular de giro, parámetros importantes al momento de corroborar resultados (Figuras 2.24 y 2.25, Tablas 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9).

Figura 2.24 Tablero Eléctrico real.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.

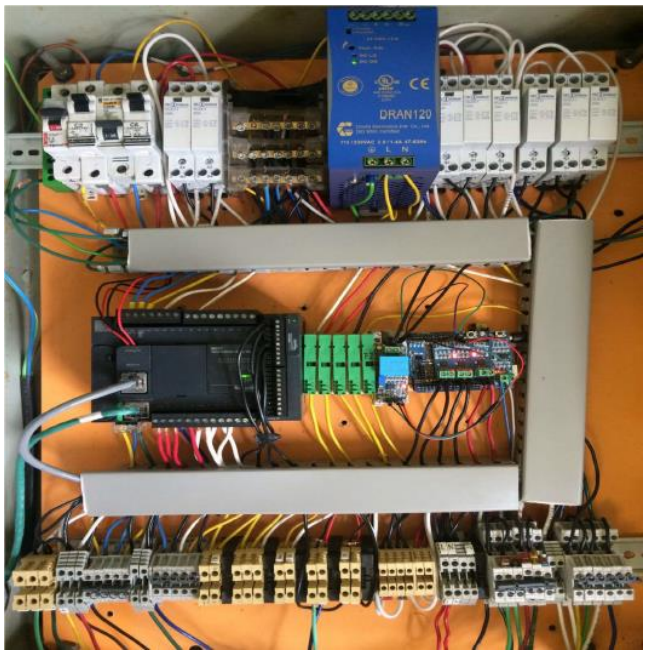


Figura 2.25 Diagrama Tablero Eléctrico.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.

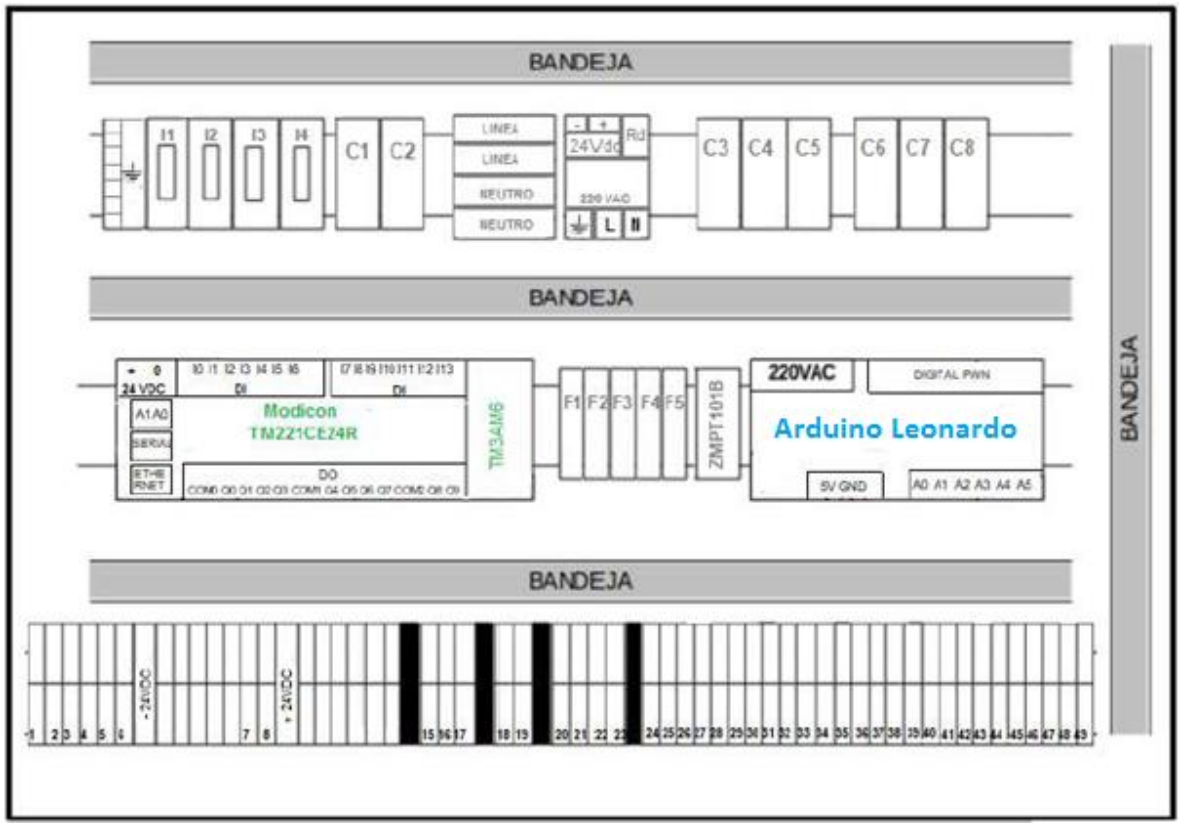


Tabla 2.6 Nomenclatura de elementos del tablero eléctrico.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Elemento o símbolo	Definición
Ci	Contactor i con i=[1…8]
Ii	Interruptor i con i=[1…4]
L	Línea red monofásica
N	Neutro red monofásica
⏚	Tierra red monofásica
Fi	Fusible i con i=[1…5]
ZMPT101B	Sensor voltaje AC Arduino
TM3AM6	Módulo análogo extensión PLC

Tabla 2.7 Características PLC instalado.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Marca y tipo	Modicon TM221CE24R
Voltaje de alimentación	100…220[V] AC 50/60[Hz]
Número de entradas digitales	14
Número de entradas analógicas	2 / 0…10[V]
Resolución análoga de entrada	10 bits
Tipo de salida digital	Relé normalmente abierto
Número de salidas digitales	10 relé
Número de puertos seriales	1
Número de puertos de Ethernet	1
Voltaje salida digital	5…125[V] DC 5…250[V] AC
Corriente salida digital	2[A]

Tabla 2.8 Características Módulo de extensión al PLC instalado.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Marca y tipo	Modicon TM3AM6
Tipo de corriente	Módulo entrada/salida analógica
Rango compatibilidad	Modicon M221 Modicon M241 Modicon M251
Número de entradas análogas	4
Tipo de entrada análoga	Corriente, rango: 4…20[A] Corriente, rango: 0…20[A] Voltaje, rango: 0…10[V] Voltaje, rango: -10…10[V]
Número de salidas análogas	2
Tipo de salida análoga	Corriente, rango: 4…20[mA] Corriente, rango: 0…20[mA] Voltaje, rango: 0…10[V] Voltaje, rango: -10…10[V]

Tabla 2.9 Características Arduino Leonardo.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un Smart Grid, Harold Bogdanic.

Microcontrolador	Atmega 32u4
Memoria Flash	32[KB] (4[KB] Bootloader)
Memoria EEPROM	1[KB]
Memoria SRAM	2.5[KB]
Frecuencia Reloj	16[MHz]
Voltaje de operación	5[V]
Pines analógicos	12
Resolución ADC entradas analógicas	10 bits
Pines digitales	7-20
N° Puertos comunicación Serie	2
N° Puertos comunicación Serie SPI	1

La idea de contar con el panel es controlar todo lo referente al ensayo (ANEXO C, para definición de bornes en la región inferior de la figura 2.23), los tiempos requeridos, frecuencias de giro del sistema de transmisión de viento, los datos recopilados y las gráficas demostrativas.

2.4.1.7 ELEMENTOS ADICIONALES A CONSIDERAR

Si bien forman parte de la línea general de funcionamiento, existen instrumentos que se han instalado como elementos de apoyo, regulación y recopilación de resultados importantes para las pruebas. Estos son: anemómetros, sensores de temperatura/presión/altitud, contador de revoluciones, sensores de corriente/voltaje y regulador de carga de la batería; sus especificaciones se detallan a continuación:

2.4.1.7.1 ANEMÓMETROS

Los Anemómetros se encargan de medir la velocidad del viento en 2 puntos importantes: A la salida del soplador y detrás del aerogenerador (Figura 2.26 y Tabla 2.10). Esto es implementado para averiguar cuanto caudal de aire efectivamente se encuentra aprovechando el sistema instalado.

Figura 2.26 Anemómetro.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Tabla 2.10 Detalles técnicos Anemómetro seleccionado.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Nombre	PCE-KWG1
Cantidad	2
Tipo de señal	Digital – Salida pulsos 2,5 [Hz/(m/s)]
Rango del instrumento	0,9 – 40[m/s]
Alimentación	24[V] DC

2.4.1.7.2 TEMPERATURA, PRESIÓN Y ALTITUD

Junto con las variables deseadas a medir, se incluyen, adicionalmente, las variables de altitud, presión y temperatura de trabajo, a través del sensor BMP180 Barometric (Figura 2.27 y Tabla 2.11). El motivo de inclusión de la variable de altitud se justifica al momento de instalar estos sistemas de generación en laderas, donde se requiere averiguar los metros sobre el nivel del mar.

Figura 2.27 Sensor temperatura, presión, altitud.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

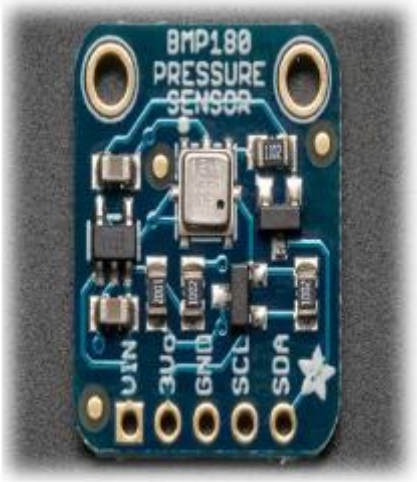


Tabla 2.11 Detalles técnicos Sensor seleccionado.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Nombre	BMP180 Barometric
Tipo sensor	Presión – Temperatura – Altitud
Tipo de señal	Digital – I2C
Rango del instrumento	0,3-1,1[bar]

2.4.1.7.3 CONTADOR DE VUELTAS ELECTRÓNICO

Para efectos de estudio, se instala, acoplado al aerogenerador, un sensor contador de vueltas electrónico que permite medir a cuantas RPM están girando los álabes del mismo (Figura 2.28 y tabla 2.12), resultado importante que permite confirmar la velocidad del viento con la que se está trabajando.

Figura 2.28. Sensor Contador de vueltas electrónico.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Tabla 2.12 Detalles técnicos Sensor contador de vueltas electrónico.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Nombre	BR100-DDT-P (Rhona)
Tipo de sensor	Velocidad rotacional de turbina
Tipo de señal	Digital – Salida 6[Pulsos/rev] (disco 4 polos)
Rango del instrumento	0-600[rpm]

Para obtener las lecturas de las frecuencias de los pulsos, que se dan cada 2 segundos, este sensor va conectado a una de los terminales de las entradas digitales del PLC. De esta manera, es posible obtener las RPM por medio de una constante de proporcionalidad. En el caso actual, es importante considerar que el aerogenerador consta de 6 palas, por lo que influye en el factor de proporcionalidad para obtener la velocidad rotacional de la turbina (Ecuación 2.1):

$$Velocidad\ rotacional\ [rpm] = \frac{revoluciones}{2[s]} \cdot \left(\frac{60[s]}{1[min]} \cdot \frac{1}{6}\right) \quad (2.1)$$

2.4.1.7.4 VOLTAJE Y CORRIENTE

En el caso de la medición de corriente se utilizan 3 sensores ASC712 conectados de forma directa en el Arduino Uno (figura 2.29 y tabla 2.13), ubicados para medir la misma a la salida de la turbina (Rectificador), a la salida de la batería (en forma de corriente directa) y en el inversor híbrido (en forma de corriente alterna).

Figura 2.29 Sensor de corriente utilizado.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

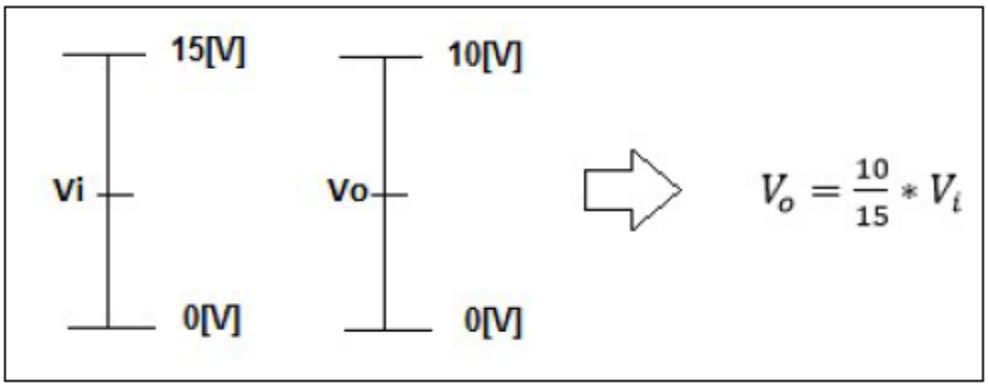


Tabla 2.13 Detalles técnicos Sensor de corriente.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Nombre	ACS712 for Arduino
Tipo sensor	Corriente
Tipo de señal	Análoga 0 – 5[V]
Rango del instrumento	-20 – 20[A]

Para la medición del voltaje directo en el rectificador de la turbina y baterías no es necesaria la implementación de algún sensor en específico de voltaje, ya que basta con diseñar un divisor de tensión como circuito acondicionador para medir su señal dentro del rango de entrada del PLC, esto porque la medición análoga del PLC es del rango 0-10[V], siendo el rango del proceso de las mediciones de 0-15[V] (Figura 2.30).

Figura 2.30 Escala de conversión análoga de voltaje entre medición y entrada del PLC.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



Mientras que para la medición de voltaje alterno ubicado a la salida del inversor, se realizará por medio del módulo ZMPT101B de Arduino Leonardo (Figura 2.31 y tabla 2.14).

Figura 2.31 Sensor de voltaje alterno utilizado.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



Tabla 2.14 Detalles técnicos Sensor de voltaje alterno.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Nombre	ZMPT101B for Arduino
Tipo sensor	Voltaje AC
Tipo de señal	Análoga
Rango del instrumento	0 – 220[V] AC

2.1.4.7.5 REGULADOR DE CARGA

Encargado de Regular las cargas que llegan a la batería, con el fin de mitigar el efecto de carga o descarga excesiva de la misma, actualmente en el sistema se ha improvisado un regulador de paneles solares en la instalación del aerogenerador de 120 Watts (Figura 2.32 y Tabla 2.15), Este permite controlar las cargas implementadas y la medición de corriente.

Figura 2.32 Regulador de carga.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Tabla 2.15 Detalles técnicos Regulador de carga.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Modelo	Solar Charge Controller EPRC – 10
Regulación Voltaje	12[V]/24[V] Auto
Carga solar entrada	10[A]
Carga Desconectada	11,1[V]
Carga Reconectada	12,6[V]
Voltaje Stand-by	13,6[V]
Voltaje de carga	14,6[V]

Si bien algunos artefactos serán reemplazados o modificados en su configuración con el objetivo de mejorar el sistema, la lista entregada compone una información completa de lo que es el SETE al momento de iniciar este trabajo.

2.4.2 SISTEMA DE PANELES SOLAR FOTOVOLTAICO.

Adicionalmente se encuentra instalado un sistema extra de generación de energía, el cual funciona como apoyo junto con el SETE para cargar la batería que permite el encendido de las bombillas anteriormente descritas, y así conformar una micro red híbrida e inteligente en base a energías renovables. Este sistema utiliza la energía disponible del sol mediante:

2.4.2.1 PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

El cual se encarga de recolectar la energía provenida en forma de radiación desde el sol representada en forma de fotones (Figura 2.33 y Tabla 2.16) para transformarla en sus diodos superficiales, mediante una diferencia de voltaje provocada por la inmersión del fotón en la superficie del panel, en corriente eléctrica de naturaleza directa mediante su regulador a la batería instalada para la energización de las bombillas.

Figura 2.33 Panel solar fotovoltaico instalado.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Tabla 2.16 Datos Placa panel instalado.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.

Modelo	RS5G 100P (Resun Solar Energy Co.,Ltd.)
Potencia máxima nominal	100[W]
Rango de tolerancia	0 - + 5[W]
Apertura del circuito de voltaje	20,5[V]
Tensión de potencia máxima	16,7[V]
Corriente de cortocircuito	6,58[A]
Corriente de potencia máxima	5,99[A]
Tensión máxima del sistema	1000[V]
Capacidad máxima del fusible de la serie	10[A]
Peso	7,14[kg]
Aplicación de módulo	Clase A
Dimensiones	1020x670x30mm

2.4.2.2 INVERSOR HIBRIDO

Encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna proveniente tanto del SETE (por medio de la batería alimentadora cuando se quiere alimentar las ampolletas incandescentes de corriente alterna) como del panel solar y la fuente de respaldo (no es necesaria de transformar), el inversor híbrido se encarga al mismo tiempo de almacenar y descargar de forma inteligente la energía obtenida del panel solar en la batería (para alimentar las ampolletas dicroicas de corriente directa), o de forma directa en el banco de cargas, específicamente en las ampolletas incandescentes (Figura 2.34, 2.35 y Tabla 2.17).

Figura 2.34 Inversor Híbrido.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Figura 2.35 Funcionamiento inversor Híbrido.
Fuente: Vijeo Designer.

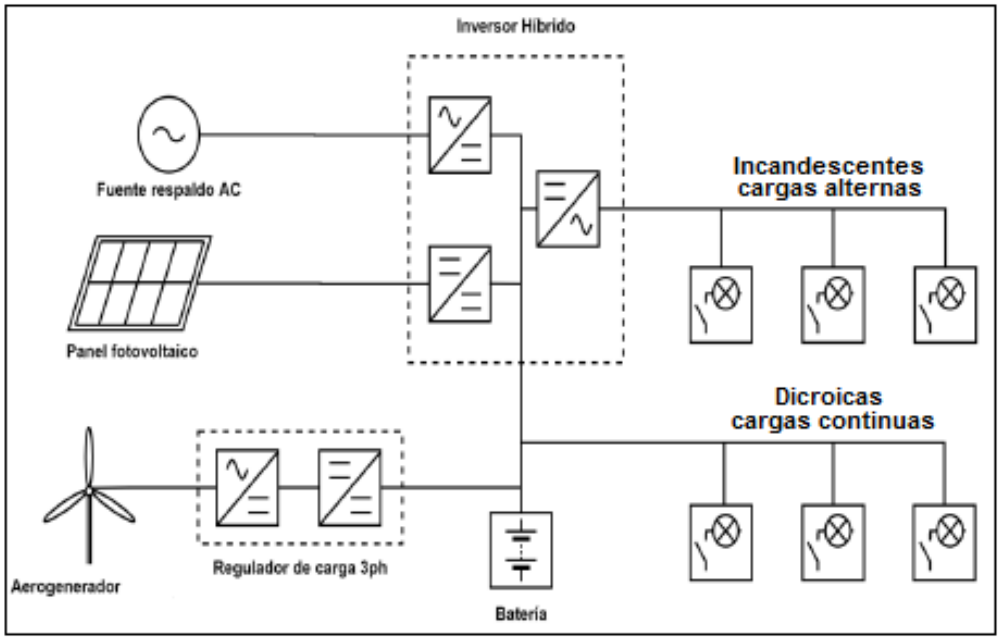


Tabla 2.17 Detalles Técnicos de Inversor Híbrido.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.

Modelo	MPP Solar PIP812HS
Potencia de Entrada	500[W] máx. (Sólo PV) 500[W] máx. (Respaldo o G. electrógeno)
Voltaje de Entrada	0 – 30[V] DC (Sólo PV) 90 – 260[V] AC (Respaldo)
Corriente de Entrada	50[A] DC máx. (Sólo PV) 10[A] AC máx. (Respaldo)
Potencia de Salida	1000[VA], 800[W] (F.P.=0,8)
Voltaje de Salida	220[V] AC, 50[Hz]

Esta dualidad de funciones hace que el inversor híbrido tome una importancia fundamental en el método de carga del sistema en su modalidad automática, ya que, de él depende cuanta energía es capaz de transmitir a la batería alimentadora del banco de cargas proveniente del sistema de panel solar fotovoltaico.

2.4.3 METODO DE CARGA AUTOMÁTICA

Es importante entender, que el sistema de Micro Red eléctrica tiene por objetivo optimizar la carga de la batería instalada. Bajo este principio, en funcionamiento automático, cuando la carga sea inferior al 30% ambos métodos de generación trabajan en conjunto con la fuente de respaldo señalada para efectuar la tarea hasta que la carga alcance dicho valor. Luego, de este punto, ambas fuentes siguen funcionando en conjunto sin el apoyo de la fuente de respaldo, hasta que la carga de reserva se encuentre en un 80%. Al superar dicho porcentaje, por factores de seguridad, se decide que el sistema cargue desde este punto hasta el 95% con sólo uno de los dos métodos, el que aporte más energía en el momento. Finalmente, desde el 95 al 100% de carga, el método que entregue menos potencia será el que cargue la batería, para efectos de regular el sistema y no sobre exponerlo a una carga total (Tabla 2.18).

Tabla 2.18 Método de carga automático.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.

Carga de batería inferior al 30%	SETE + PV + Fuente de respaldo
Carga de batería entre 30% e inferior a 80%	SETE + PV
Carga de batería entre 80% e inferior a 95%	Mayor entre SETE y PV
Carga de batería entre 95% y 100%	Menor entre SETE y PV

Debido a que el sistema instalado se encuentra energizado mayoritariamente por el Panel Solar Fotovoltaico, las mejoras a implementar en la Micro Red (y los objetivos del trabajo de título) van dirigidas al SETE, para que de esta manera, equipare, o se acerque, en medidas razonables, a la generación de energía mediante el sol a través del panel.

2.5 DIAGNÓSTICO INICIAL

A continuación, se enumeran algunos de los problemas encontrados inicialmente, antes de realizar cualquier estudio teórico o experimental:

El diseño original del sistema no asegura su correcta operación debido a que:

- Fue confeccionado para un aerogenerador específico, lo que provoca que al momento de realizar modificaciones se tenga que reestructurar todo el sistema instalado.

- Al no ser manejable, el equipo de generación de energía no se encuentra centrado con el flujo de viento, por lo que no se alcanzan las revoluciones esperadas, entregando un resultado poco satisfactorio tanto en calidad como eficiencia.

- El sistema de distribución de aire no se encuentra canalizado, por lo que no asegura el caudal ideal para el abastecimiento hacia los álabes del aerogenerador.

- El tamaño de la estructura protectora de la turbina limita las posibles modificaciones futuras que se quieran realizar.

- Los artefactos de apoyo (anemómetros, sensor contador de revoluciones y regulador de carga) no poseen una instalación óptima (tanto mecánica como electrónicamente) por lo que los resultados recopilados poseen un déficit de precisión que es necesario corregir.

En los siguientes capítulos, se buscarán métodos de solución a las problemáticas planteadas, basado en los conceptos que rigen el fenómeno en estudio e innovaciones en los diseños a implementar.

CAPITULO III: MARCO TEÓRICO

Si bien el diagnóstico inicial entrega las bases para las opciones de solución a implementar en el trabajo de título, el desarrollo realizado a continuación, se atañe a lo que se va a necesitar como base teórica para el protocolo de pruebas del SETE y sus respectivas modificaciones, reestructuraciones e implementación de mejoras. Teniendo lo anterior claro, la teoría a utilizar se presenta de la siguiente forma:

En primer lugar, el marco teórico describe las bases para formar una metodología de pruebas del SETE a través de:

- METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS.
- AERODINÁMICA BÁSICA DE AEROGENERADORES.

Para, con los conocimientos sobre aerodinámica básica de aerogeneradores, reestructurar el sistema, mediante las herramientas proporcionadas por:

- DISEÑO EN INGENIERÍA MECÁNICA
- DISEÑO DE CONDUCTOS DE AIRE (TÚNELES DE VIENTO)

Las cuáles serán utilizadas según lo requieran las mejoras a implementar según diagnóstico preliminar y diagnóstico definitivo (a realizar más adelante), sin olvidar los resultados de las pruebas preliminares como desencadenantes del requerimiento de las mejoras en el SETE.

3.1 METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PRUEBAS: EL DISEÑO FACTORIAL

Es importante contar con una metodología de diseño experimental para resolver los problemas presentados de forma clara, eficiente y ordenada. Existen varios métodos que pueden ser utilizados, como el de mejoramiento continuo, el TRIZ, entre otros. Para este caso, la metodología utilizada para diseñar, comparar y constituir los resultados del protocolo de pruebas será la conocida como factorial, un método estadístico válido para abordar opciones de mejora que se buscan en la presente tesis, el cual permite analizar las propuestas de solución mediante el estudio de distintos factores que pudieran influir en la calidad de dichas propuestas.

3.1.1 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS

El diseño factorial se denomina factorial cuando se estudian simultáneamente dos o más variables independientes y cuando los niveles de las variables independientes se presentan combinados.

Las características básicas de la metodología a utilizar se desarrollan a través de la comparación de variables a través de las siguientes herramientas:

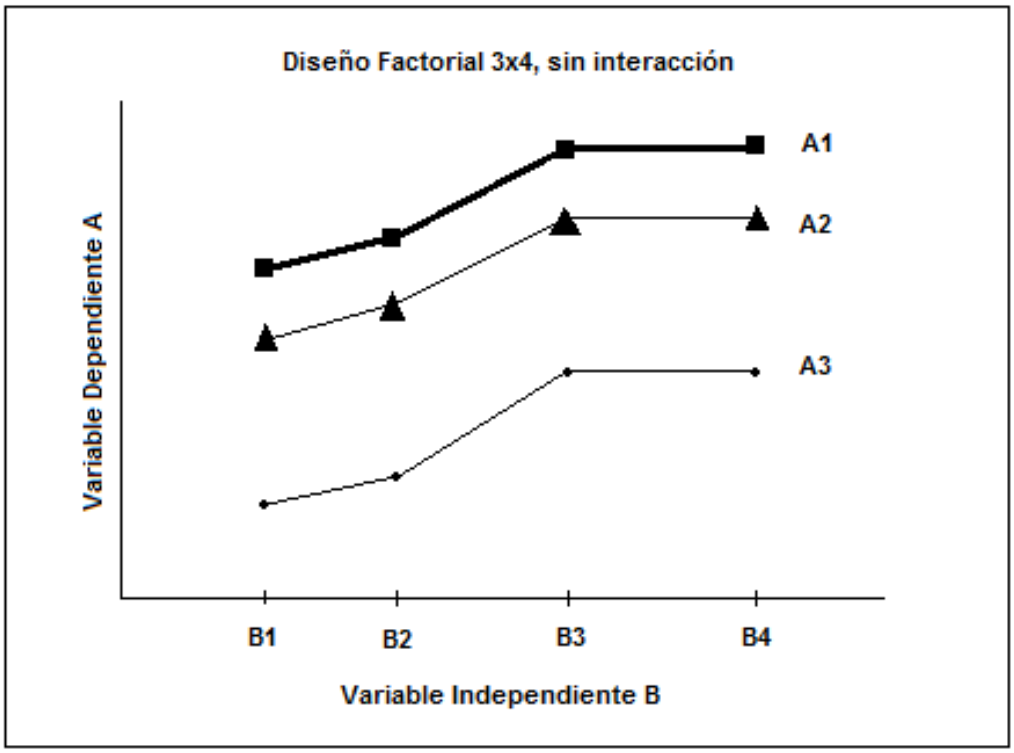
TABLA DE RESUMEN

Se deben incluir las medias de la variable dependiente en las combinaciones de los niveles de las variables independientes.

REPRESENTACIONES GRÁFICAS

Condicionamiento de una variable independiente sobre otra variable independiente representada en los ejes de la gráfica (Figura 3.1).

Figura 3.1 Ejemplo representaciones gráficas.
Fuente: León, O.G. y Montero, I. (2003).



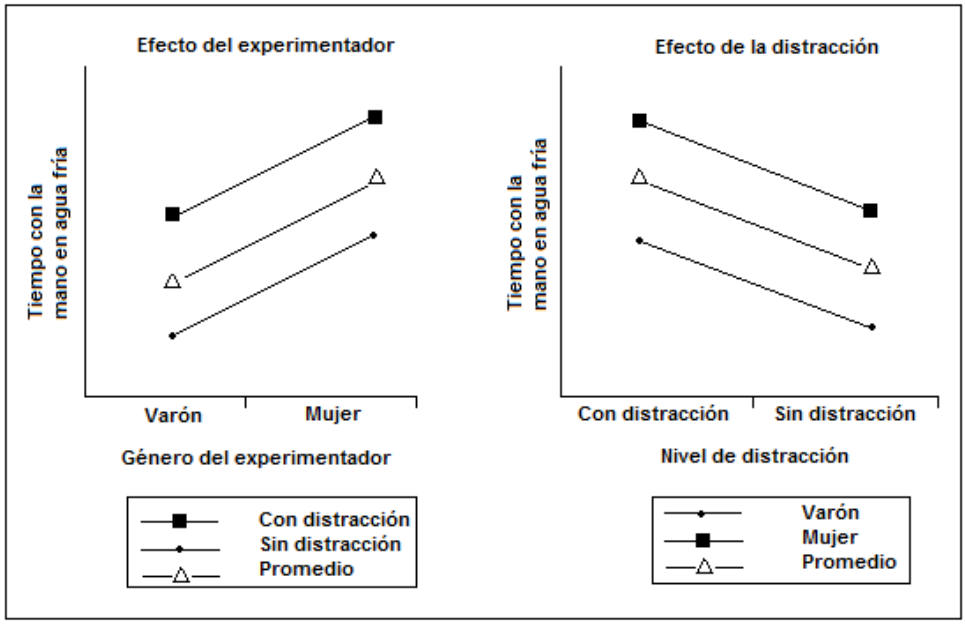
EFECTOS SIMPLES

Estudiar los resultados obtenidos de la primera variable independiente condicionada por los niveles de la segunda variable independiente.

PRESCENCIA O NO DE INTERACCIÓN

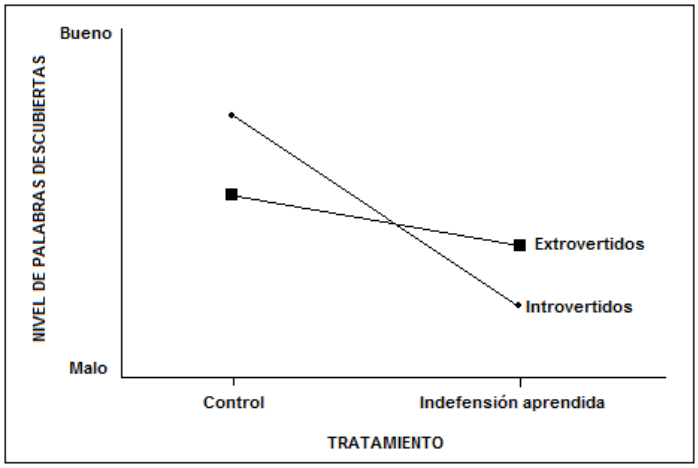
Cuando no hay interacción, la variable independiente actúa sobre la variable dependiente de la misma manera en cada experimento simple, es decir, se producen los mismos efectos cuando esta combinada con el segundo nivel de la variable independiente (Figura 3.2).

Figura 3.2 Ejemplo representación de nula interacción.
Fuente: León, O.G. y Montero, I. (2003).



Mientras que cuando existe interacción, es decir, que las líneas no son paralelas, significa que la variable independiente no actúa de la misma forma en los experimentos simples en los que se descompone (Figura 3.3).

Figura 3.3 Ejemplo representación de interacción.
Fuente: León, O.G. y Montero, I. (2003).



Aclaración Importante: Los valores de una variable independiente no se ven afectados por los valores de la otra; son los factores de una variable independiente sobre la variable dependiente los que se ven afectados por la segunda variable.

INTERPRETACIÓN DE LOS EFECTOS

Interpretación de los efectos principales de una variable independiente cuando:

No hay interacción: Se agrupan los resultados de los experimentos simples y se calculan los promedios en cada nivel de la variable independiente. La interpretación se hace a partir de los promedios de la variable independiente.

Hay interacción: Se hace obligatorio realizar la interpretación por separado de cada uno de los efectos simples en la variable independiente. Sin embargo, se puede hacer otra distinción, así:

- Hay interacción y se pueden interpretar agrupados los efectos simples: En un diseño factorial IxJ, cuando todas las conclusiones que se derivan de los efectos simples son similares, se permite resumir los datos por promedios e interpretar el efecto principal de la variable independiente.

- Hay interacción y no se pueden interpretar agrupados los efectos simples: Existen efectos simples en las variables con diferentes pendientes, lo cual podría llevarnos a conclusiones contradictorias.

3.1.2 EXTENSIONES

Además de las características mencionadas, es necesario presentar algunas extensiones del diseño factorial:

AUMENTAR EL NÚMERO DE LOS NIVELES

Depende de la naturaleza del problema y del nivel de interés del investigador.

COMBINAR DIVERSOS TIPOS DE VARIABLES

A razón de que en un mismo estudio existan variables independientes de distinto tipo.

- Experimental: Grupos Aleatorios, Grupos de los mismos sujetos, Grupos ya formados.
- No Experimental: Grupos No aleatorios, Ex post facto.

AUMENTAR EL NÚMERO DE VARIABLES

Cuando el número de variables se hace mayor a 2, es frecuente inmovilizar las variables de manera que la interacción dinámica se dé en sólo 2 que estarán dando cuenta de si existe o no interacción.

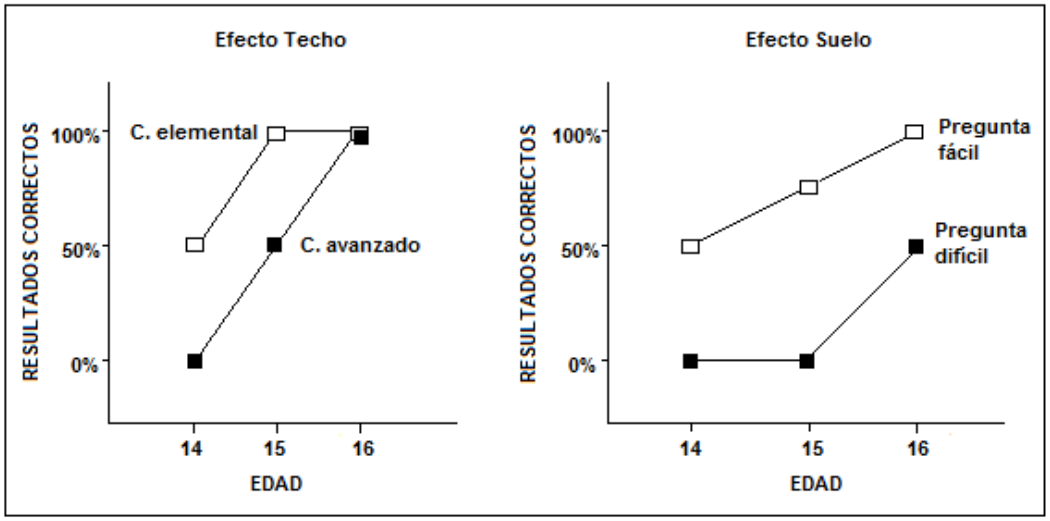
CASOS ESPECIALES DE INTERACCIÓN

Se habla de estos cuando gráfica y numéricamente aparece interacción pero no se pueden explicar estos resultados teóricamente.

- Efecto techo: Los resultados no pueden continuar su límite superior y se convierten en una constante cuando llegan a este punto.
- Efecto suelo: Aparece cuando en uno de los niveles se alcanza el mínimo y no es posible registrar los efectos inferiores.

En la figura 3.4 se pueden apreciar los efectos techo y suelo mencionados anteriormente:

Figura 3.4 Ejemplos Efecto Techo y Efecto Suelo.
Fuente: León, O.G. y Montero, I. (2003).



3.2 AERODINÁMICA BÁSICA DE AEROGENERADORES

A continuación se presenta la teoría básica de la aerodinámica de aerogeneradores, obtenida del libro Manwell, McGowan, Rogers-Wind Energy Explained Theory, Desing and Application y otras fuentes incluidas en la bibliografía de este trabajo.

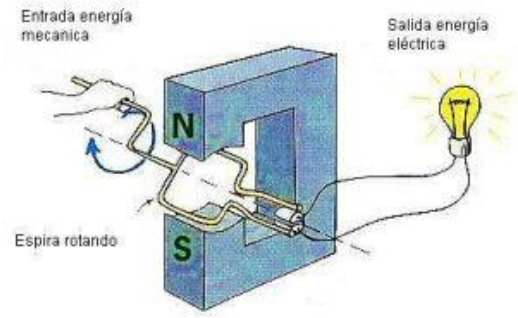
3.2.1 VISIÓN GENERAL

La producción de energía del aerogenerador depende de la interacción entre el rotor y el viento. Se ha comprobado que el viento puede considerarse como una combinación de un valor promedio con fluctuaciones debido a la turbulencia sobre el flujo del mismo. La experiencia ha demostrado que los aspectos principales del rendimiento del aerogenerador (potencia de salida media y cargas medias) están determinados por las fuerzas aerodinámicas generadas por el viento promedio. Las fuerzas aerodinámicas periódicas causadas por el cizalle del viento, los vientos fuera del eje, la rotación del rotor, las fuerzas fluctuantes aleatorias inducidas por la turbulencia y los efectos dinámicos son la fuente de cargas de fatiga y son un factor en las cargas máximas experimentadas por una turbina eólica. Estos son, por supuesto, importantes, pero solo se pueden entender una vez que se ha comprendido la aerodinámica de la operación en estado estacionario. En consecuencia, el contenido a estudiar se centra principalmente en la aerodinámica en dicho estado.

3.2.2 AEROGENERADORES MODERNOS

Independiente de la naturaleza del viento (global o local), las masas de aire en movimiento transportan grandes cantidades de energía cinética; los aerogeneradores transforman esa energía de movimiento de la traslación del aire en energía cinética de rotación para mover el rotor de un alternador, que a su vez transforma esa energía de rotación en energía eléctrica mediante la ley de inducción de Faraday (Figura 3.5).

Figura 3.5 Ley de inducción de Faraday.
Fuente: Y. Freedman, Sears Zemansky, Física Universitaria con física moderna, Volumen 2.



Para cumplir con dicha ley, existen 2 grandes grupos de aerogeneradores cuyo estudio toma importancia en esta tesis:

- Aerogeneradores de eje vertical
- Aerogeneradores de eje horizontal

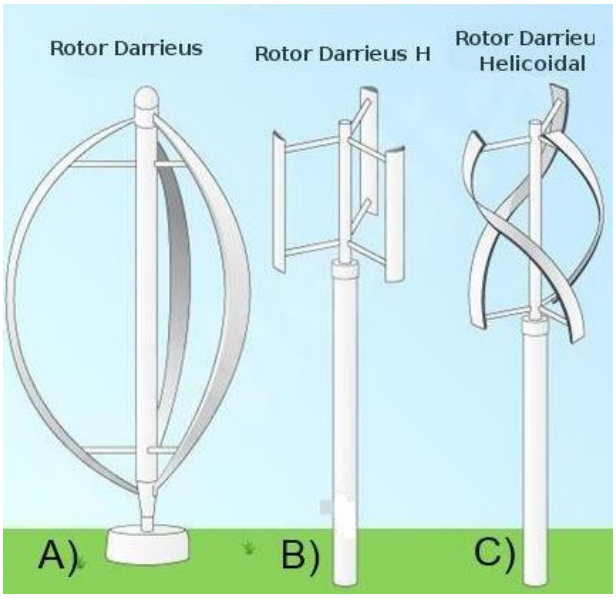
3.2.2.1 AEROGENERADORES DE EJE VERTICAL

En los aerogeneradores de eje vertical, el eje de rotación de la turbina se mantiene perpendicular al suelo. Las turbinas de eje vertical se utilizan generalmente en pequeños proyectos eólicos y en aplicaciones residenciales.

La gran ventaja de esta configuración, es que funciona con vientos provenientes de cualquier dirección. Debido a dicha versatilidad, estos aerogeneradores son la elección adecuada para instalaciones donde las condiciones del viento son irregulares, y por ende, impredecibles por los modelos climáticos anteriormente presentados. También son la elección obligada cuando, por normativas medioambientales, la turbina no puede colocarse lo suficientemente alta como para beneficiarse de vientos uniformes y predecibles.

El ejemplo más característico de esta clase de turbinas es el aerogenerador Darrieus (Figura 3.6), que trata su nombre en honor a su inventor, el científico francés George Darrieus. Tienen una buena eficiencia, pero la torre que sustenta las aspas sufre tensiones apreciables durante el giro de éstas, lo que hace que tengan una fiabilidad deficiente. También requieren generalmente de alguna fuente de energía externa para comenzar a girar.

Figura 3.6 Aerogenerador Darrieus.
Fuente: https://docplayer.es/80881832-Diseno-de-un-rotor-eolico-tipo-darrieus-helicoidal.html



El otro tipo principal de aerogenerador de eje vertical es la turbina Savonius (Figura 3.7), diseñada por el ingeniero finlandés Sigurd Savonius. Es uno de los diseños más simples que existen; consiste en 2 o 3 palas en forma de cuchara, que emplean el empuje producido por el viento sobre ellas para convertir la energía eólica en energía de rotación que impulsa una turbina situada en su base. Cuando se mira desde arriba su sección transversal, una turbina de 2 palas parece una S.

Figura 3.7 Aerogenerador Savonius.
Fuente: Turbinas Hidrocinéticas de eje vertical helicoidal, ROCA. Revista científico-educacional de la provincia Granma. Vol.14 No.1, enero-marzo 2018



Como la turbina Darrieus, la turbina Savonius gira con cualquier viento independiente de la orientación que tenga frente a este. No obstante, en este tipo de turbinas, se pierde mucha energía en el proceso de conversión a energía eléctrica. Como consecuencia, no son el diseño preferido para la producción de cantidades apreciables de energía. Se utilizan siempre cuando se necesitan pequeñas cantidades de potencia y requieren poco o ningún mantenimiento. También son una buena opción para usos diferentes de la obtención de electricidad, por ejemplo, muchos anemómetros están basados en el diseño de las turbinas Savonius (incluyendo los utilizados en el SETE).

Como regla general, las turbinas de eje vertical son poco eficientes, por lo que en la actualidad, prácticamente la totalidad de los huertos eólicos instalados en el mundo utilizan aerogeneradores de eje horizontal.

3.2.2.2 AEROGENERADORES DE EJE HORIZONTAL

Además de ser los más utilizados, los aerogeneradores de eje horizontal son los más antiguos, ejemplos de molinos en la época del Renacimiento en distintas ciudades de Europa demuestran su longevidad.

Un ejemplo de un aerogenerador horizontal moderno se puede apreciar en la figura 3.8:

Figura 3.8 Aerogenerador Tripala de eje horizontal.
Fuente: https://es.made-in-china.com/co_wxnaiermic/product_500W-Horizontal-Axis-Wind-Turbine-Generator-for-Sale_rsoeisrgg.html



En estas turbinas, el eje de rotación del aerogenerador es paralelo al suelo. Hoy en día, para el aprovechamiento de la energía de grandes cantidades de aire, son la elección universal. Esto se debe a que son los más eficientes en términos de conversión de la energía del viento en energía eléctrica.

3.2.3 AERODINÁMICA DE AEROGENERADORES HORIZONTALES

Habiendo descrito las principales características de los vientos que aprovechan los aerogeneradores eólicos para obtener energía eléctrica y los principales tipos que se utilizan en la actualidad, es momento de describir el funcionamiento y el comportamiento teórico de un tipo de aerogenerador esencial para el desarrollo de las mejoras a implementar, el aerogenerador tripala de eje horizontal.

3.2.3.1 FUNCIONAMIENTO

A diferencia de los antiguos molinos de viento del Renacimiento, en los que la fuerza del viento empuja los álabes para hacerlos girar, los aerogeneradores modernos utilizan principios aerodinámicos más sofisticados para capturar la energía del viento con mayor eficacia. En efecto, una turbina eólica mueve sus álabes por razones similares a las alas de un avión que se mantiene en el aire, y se debe a un fenómeno físico denominado como sustentación.

En un aerogenerador en presencia de viento, la sustentación consiste en el juego de dos fuerzas aerodinámicas sobre los álabes del rotor, una denominada empuje, que es perpendicular a la dirección del flujo de viento y otra denominada de arrastre que es paralela a la dirección del mismo (Figura 3.9 y 3.10).

Figura 3.9 Flujo de viento a través de los álabes de un aerogenerador.
Fuente: https://science.howstuffworks.com/environmental/green-science/wind-power3.htm

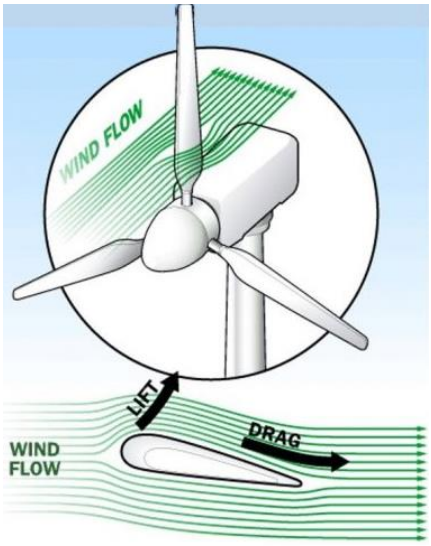
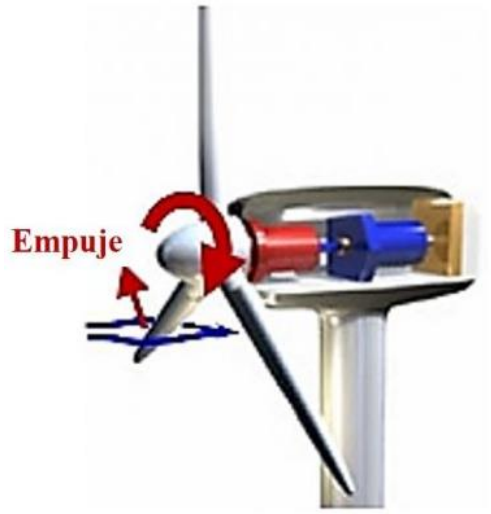


Figura 3.10 Detalle de las fuerzas generadoras de rotación del eje.
Fuente: http://people.bu.edu/dew11/liftanddrag.html

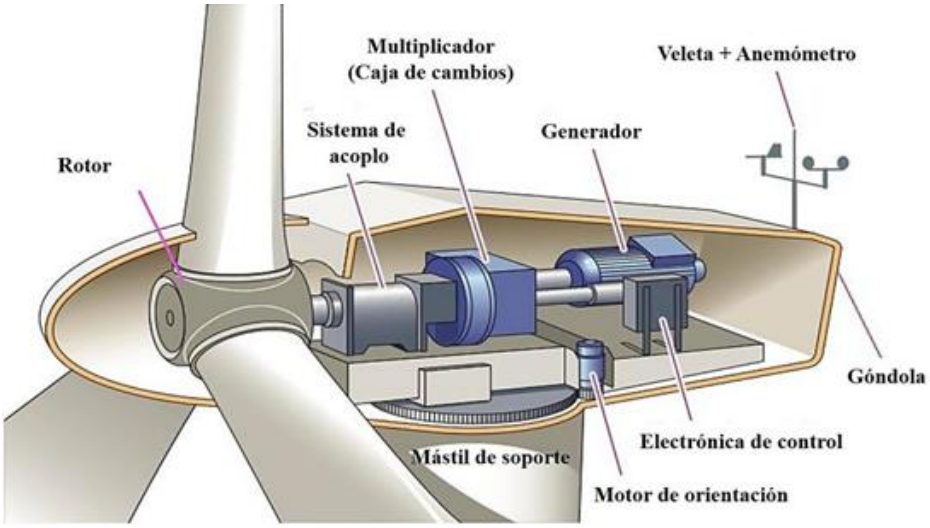


En las alas de un avión, una de las superficies se encuentra muy redondeada, mientras que la otra es relativamente plana. Cuando el aire circula a través del álabe de un molino con este diseño, el aire que fluye por la superficie lisa lo hace más despacio que por la redondeada; esta diferencia de velocidades genera a su vez una diferencia de presión, más evidente sobre la superficie lisa (más solicitada) que sobre la redondeada (menos solicitada); el resultado neto es que existe una fuerza actuando sobre la superficie lisa que empuja el ala; este fenómeno se conoce como efecto Venturi (Debido al físico italiano del siglo XVIII que lo describió por primera vez) y es en parte responsable del fenómeno de sustentación anteriormente explicado.

Estos mecanismos son los que también utilizan las aspas de los molinos eólicos para provocar el movimiento de rotación alrededor de su eje, tal y como lo muestran las 2 figuras precedentes. El diseño de la sección de los álabes favorece que la rotación se produzca eficientemente.

Mientras que en el exterior los álabes del aerogenerador se encuentran girando por efecto del empuje del viento, en el interior de este tiene lugar el proceso de transformación de esta energía de rotación en energía eléctrica mediante la ley de Faraday. Para ello, se debe incorporar un rotor que gire según incide el viento en él, acoplado a un alternador que transforme esa energía mecánica en energía eléctrica. La Figura 3.11 exhibe esquemáticamente el interior de una góndola de un aerogenerador, con sus diferentes componentes:

Figura 3.11 Interior de un aerogenerador horizontal.
Fuente: ELECTROTEC, partes de un generador eólico.



La función que cumple cada elemento indicado es la siguiente:

- Rotor: Recoge la energía del viento y la transforma en energía mecánica de rotación. Su diseño es crítico para lograr que haya giro incluso en condiciones de velocidades de viento muy bajas. Como se ha visto anteriormente, el diseño de la sección de los álabes es clave para garantizar el giro del rotor.

- Sistema de acoplo, soporte de la turbina (Eje de baja velocidad): Adapta el movimiento de rotación de las aspas al del rotor del generador de energía eléctrica al cual se acopla.

- Multiplicador o caja de cambio: A las velocidades habituales del viento (entre 20 y 100 kilómetros por hora), la velocidad de giro del rotor es baja, del orden de 10 a 40 revoluciones por minuto; para generar energía eléctrica, el rotor del generador debe hacerlo a unas 1500 RPM, por lo tanto, la góndola debe incorporar un sistema que transforme la velocidad de rotación del valor inicial al final. Esto se logra mediante un mecanismo parecido a la caja de cambios de un motor de un automóvil, que mediante un juego de múltiples engranajes, permite que la parte móvil del generador de energía eléctrica gire a la velocidad apropiada para producir electricidad. También se incorpora un freno con objeto de parar el giro del rotor en presencia de vientos muy elevados (por encima de 80-90 kilómetros por hora) que podrían dañar algún elemento del generador.

- Generador (posterior al eje motriz o de alta velocidad): Es un conjunto Rotor-Estator que genera la energía eléctrica, que se transforma mediante un cableado instalado en el interior de la torre que soporta la góndola, hacia una estación transformadora, que la vuelca en la red eléctrica. La potencia del generador varía entre 0,1 kilo Watts para turbinas de tamaño pequeño, pasando por 5 kilo Watts en las de tamaño medio, hasta 5 Mega Watts en las más grandes, aunque ya existen turbinas que alcanzan los 10 Mega Watts.

- Motor de Orientación: Permite girar el conjunto para situar la góndola de cara a la dirección del viento dominante.

- Mástil de soporte: Es el soporte estructural del aerogenerador. Cuanto más potente es la turbina, mayor es la longitud de los álabes y por consiguiente, mayor la altura a la que debe situarse la góndola, lo que introduce una complejidad adicional en el diseño de la torre, que debe soportar el peso del conjunto del aerogenerador y las

aspas; también debe poseer una alta rigidez estructural para aguantar vientos elevados sin fracturas.

- Veleta y Anemómetro: Dispositivo situado en la parte trasera de la góndola que contiene el aerogenerador; determina la orientación y mide la velocidad del viento en los álabes para frenarlos cuando la velocidad del viento supere un umbral a partir del cual hay riesgos estructurales para la turbina.

Como se puede apreciar, el funcionamiento de las turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT) es bastante complejo en conceptos de diseño siguiendo las teorías de sustentación y transformación interna de energías. Para clarificar los resultados a obtener, se estudian las curvas de potencia de una turbina ideal y de la eficiencia de estos aerogeneradores.

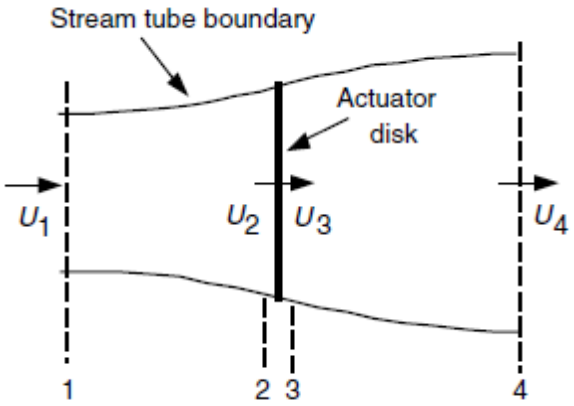
3.2.3.2 TEORÍA DE MOMENTUM UNIDIMENSIONAL Y EL LÍMITE DE BETZ.

A través de un modelo simple, generalmente atribuido a Betz (1926) se puede determinar la potencia de un rotor de turbina ideal, el empuje del viento en el rotor ideal y el efecto de la operación del rotor en el campo de viento local. Este modelo simple se basa en la teoría de Momentum lineal desarrollada hace más de 100 años para predecir el rendimiento de las hélices de los barcos.

El análisis asume un volumen de control, en el que los límites de este son la superficie de un tubo de flujo y dos secciones transversales al principio y al final de este (Figura 3.12), el único flujo considerado es el que pasa a través de los extremos del tubo de corriente. La turbina está representada por un "disco actuador" uniforme que crea una discontinuidad de presión en el tubo de flujo de aire que fluye a través de ella. Para realizar el análisis, se utilizan los siguientes supuestos:

- Fluido con flujo homogéneo, incompresible y estacionario
- Sin fricción
- Un número infinito de cuchillas (se encuentra girando a altas velocidades el rotor).
- Empuje uniforme sobre el disco o el área del rotor.
- Una estela no giratoria.
- La presión estática en sentido ascendente y en sentido descendiente del rotor es igual a la presión estática ambiental no perturbada.

Figura 3.12 Volumen de control para análisis.
Fuente: Manwell, McGowan, Rogers-Wind Energy Explained Theory, Desing and Application (2010).



Aplicando la conservación del Momentum Lineal al volumen de control que encierra todo el sistema, se puede encontrar la fuerza neta que actúa sobre el mismo. Esa fuerza es igual y opuesta al empuje, T, que es la fuerza del viento en la turbina eólica. Desde la conservación del momento lineal para un flujo invariable en el tiempo, unidimensional e incompresible, el empuje es igual y opuesto a la velocidad de cambio de momento de la corriente de aire:

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (3.1)$$

Donde ρ es la densidad del aire, A es el área de la sección transversal, U es la velocidad del aire y los subíndices indican valores en las secciones transversales numeradas en la figura 3.12.

Para flujo estacionario $(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m}$, donde $\dot{m}$ es el flujo másico, Por lo tanto:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (3.2)$$

El empuje es positivo, por lo que la velocidad detrás del rotor, U4, es menor que la velocidad de corriente libre, U1. No se realiza trabajo en ninguno de los lados del rotor de la turbina. Por lo tanto, la ecuación de Bernoulli se puede utilizar en los dos volúmenes de control a cada lado del disco del actuador.

En el tubo de la corriente antes del disco:

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (3.3)$$

En el tubo de la corriente después del disco:

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (3.4)$$

Donde se supone que las presiones en sentido ascendente y en sentido descendente lejanas son iguales ($p_1 = p_4$) y que la velocidad en el disco sigue siendo la misma ($U_2 = U_3$).

El empuje también se puede expresar como la suma neta de las fuerzas en cada lado del disco actuador:

$$T = A_2(p_2 - p_3) \ (3.5)$$

Si uno resuelve $(p_2 - p_3)$ usando las ecuaciones (3.3) y (3.4) y las sustituye en la ecuación (5), obtiene:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \ (3.6)$$

Equiparando los valores del empuje de las ecuaciones (3.2) y (3.6) y reconociendo que el flujo másico también es $(\rho AU)_2$, se obtiene:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \ (3.7)$$

Por lo tanto, la velocidad del viento en el plano del rotor, utilizando este modelo simple, es el promedio de las velocidades del viento ascendente y descendente.

Si uno define el factor de inducción axial, a, como la disminución fraccionaria de la velocidad del viento entre la corriente libre y el plano del rotor, entonces:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \ (3.8)$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \ (3.9)$$

Y:

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \ (3.10)$$

La cantidad $U_1 a$ se refiere a menudo como la velocidad inducida en el rotor, en cuyo caso la velocidad del viento en el rotor es una combinación de la velocidad de corriente libre y la

velocidad del viento inducida. A medida que el factor de inducción axial aumenta de 0, la velocidad del viento detrás del rotor disminuye cada vez más, si a=1/2, el viento ha disminuido la velocidad a cero detrás del rotor y la teoría simple ya no es aplicable.

La potencia de salida, P, es igual a los tiempos de empuje de la velocidad en el disco:

$$P = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2)U_2 = \frac{1}{2}\rho A_2 U_2(U_1 + U_4)(U_1 - U_4) \text{ (3.11)}$$

Sustituyendo U_2 y U_4 de las ecuaciones (3.9) y (3.10) se tiene:

$$P = \frac{1}{2}\rho A U^3 4a(1-a)^2 \text{ (3.12)}$$

Donde el área de volumen de control en el rotor, A_2, se reemplaza por A, el área del rotor, y la velocidad de la corriente libre U_1 se reemplaza por U.

El rendimiento del rotor de la turbina eólica se caracteriza generalmente por su coeficiente de potencia, Cp:

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A U^3} = \frac{POTENCIA\ DEL\ ROTOR}{POTENCIA\ DEL\ VIENTO} \text{ (3.13)}$$

El coeficiente de potencia no dimensional representa la fracción de la potencia en el viento que extrae el rotor. De la ecuación (3.12) el coeficiente de potencia es:

$$C_P = 4a(1-a)^2 \text{ (3.14)}$$

El Cp máximo se determina tomando la derivada del coeficiente de potencia (Ecuación (3.14)) con respecto a "a" e igualándola a cero, lo que arroja aproximadamente a=1/3. Así:

$$C_{P,max} = \frac{16}{27} = 0.5926 \text{ (3.15)}$$

Cuando a=1/3. Para este caso, el flujo a través del disco corresponde a un tubo de flujo con un área de sección transversal ascendente de 2/3 del área del disco que se expande a dos veces el área del disco corriente abajo. Este resultado indica que, si se diseñara y operara un rotor ideal, la velocidad del viento en el rotor sería 2/3 de la velocidad del flujo libre, lo que implicaría que se encuentra operando en el punto máximo en cuanto a producción de potencia se refiere. Además, dadas las leyes básicas de la física, esta es la máxima potencia posible.

De las ecuaciones (3.6), (3.9) y (3.10), el empuje axial del disco es:

$$T = \frac{1}{2}\rho A U^2[4a(1-a)] \text{ (3.16)}$$

De manera similar a la potencia, el empuje en una turbina eólica se puede caracterizar por un coeficiente de empuje no dimensional:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho A U^2} = \frac{FUERZA\ DE\ EMPUJE}{FUERZA\ DINÁMICA} \quad (3.17)$$

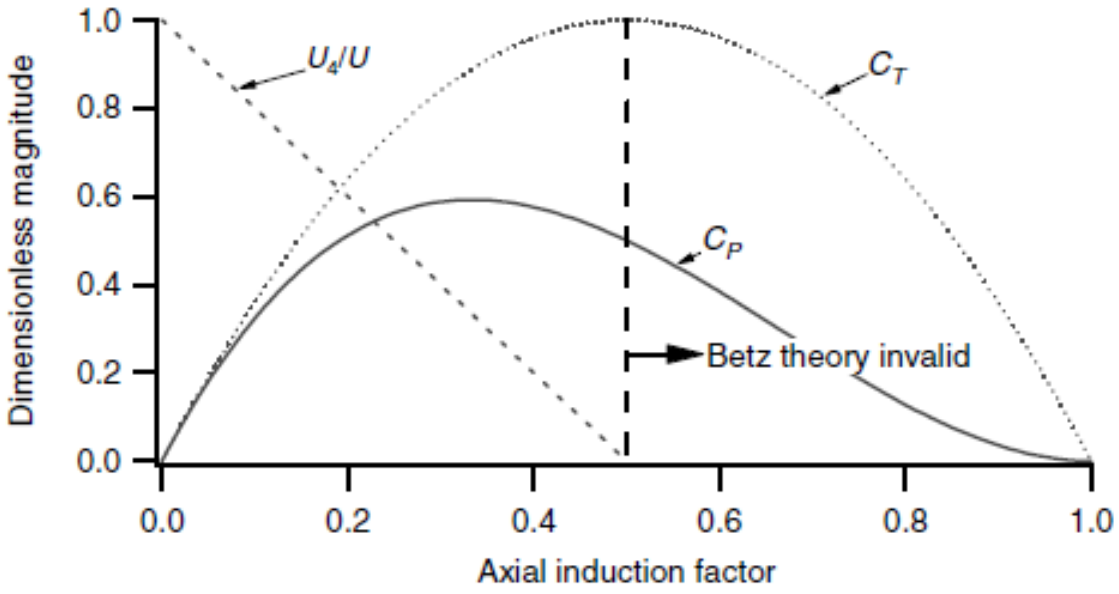
De la ecuación 3.16, el coeficiente de empuje para un aerogenerador ideal es igual a $4a(1-a)$.

C_T tiene un máximo de 1.0 cuando a=0,5 y la velocidad descendente es cero. A la potencia máxima de salida (a=1/3), C_T tiene un valor de 8/9.

En la Figura 3.13 se ilustra un gráfico de los coeficientes de potencia y empuje para una turbina de Betz ideal y la velocidad del viento después del rotor no dimensional.

Como se mencionó anteriormente, este modelo idealizado no es válido para factores de inducción axial mayores a 0,5. En la práctica (Wilson et.al., 1976), a medida que el factor de inducción axial se acerca y supera los 0.5, los patrones de flujo complicados que no están representados en este modelo simple dan como resultado coeficientes de empuje que pueden llegar hasta 2.0.

Figura 3.13 Grafico de C.P., C.T. y velocidad del viento posterior al rotor para una turbina ideal.
Fuente: Manwell, McGowan, Rogers-Wind Energy Explained Theory, Desing and Application (2010).



El límite de Betz, $C_{P,max}$=16/27, es el máximo coeficiente de potencia del rotor teóricamente posible. En la práctica, tres efectos conducen a una disminución en el coeficiente de potencia máximo alcanzable:

- Rotación de la estela detrás del rotor.
- Número finito de cuchillas y pérdidas de punta asociadas.
- Resistencia aerodinámica no nula.

Se debe tener en cuenta que la eficiencia global de la turbina es una función tanto del coeficiente de potencia del rotor como de la eficiencia mecánica (incluida la eléctrica) de la turbina eólica:

$$\eta_{GENERAL} = \frac{P_{SALIDA}}{\frac{1}{2}\rho A U^3} = \eta_{MECÁNICO} C_P \quad (3.18)$$

Así:

$$P_{SALIDA} = \frac{1}{2}\rho A U^3 (\eta_{MECÁNICO} C_P) \quad (3.19)$$

3.2.3.3 EFICIENCIA Y CURVAS DE POTENCIA

El proceso de conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica debe sufrir 3 procesos de transformación:

- Aerodinámica.
- Mecánica.
- Eléctrica.

En cada paso, una parte de la energía se pierde y como consecuencia, la energía eléctrica que puede desarrollar un aerogenerador es menor que la energía del viento que incide sobre él, como se demostró en la sección anterior. Esto no es específico de la energía eólica, ya que todos los procedimientos de obtención de energía presentan pérdidas.

3.2.3.3.1 EFICIENCIA AERODINÁMICA

Mediante un cálculo de física elemental, se puede demostrar que una determinada masa de aire, con una densidad "ρ", moviéndose a una velocidad "U", transfiere en un tiempo "t" una cantidad de energía mecánica a los álabes de un rotor que barren un área "A"; este fenómeno se representa en la siguiente expresión:

$$K = \frac{1}{2} \cdot t \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \quad (3.20)$$

Esa energía cinética de traslación *K* se transforma en energía cinética de rotación mediante el rotor. Como se puede apreciar en la ecuación (3.20), la energía que suministra un aerogenerador es proporcional al área que abarca la rotación de sus álabes, razón por la que los aerogeneradores tienden a incrementar la longitud de estas.

Como se vio anteriormente, Albert Betz (1885-1968) demostró que de esa energía, sólo se puede transformar en energía eléctrica una fracción dada por 16/27 de la energía del viento incidente, es decir, el 59,3%, lo que se conoce como Límite de Betz. Esto se debe al hecho, intuitivo por otra parte, de que el aire que entra al rotor lo hace con una velocidad mayor que con la que sale del mismo, dado que el rotor de la turbina eólica se encarga de frenar el viento al extraer su energía cinética y convertirla en energía de rotación (sólo si saliera del rotor a velocidad cero, se transformaría el 100% de la energía de rotación, pero esto no ocurre). La Figura 3.14 muestra esa diferencia de velocidades a la entrada y a la salida del rotor:

Figura 3.14 Diferencia de velocidades a la entrada y salida del rotor, representada por la conservación de masa de aire entrante y saliente.
Fuente: Danish Wind Industrie Association.



La expresión de la energía producida por una turbina se suele escribir habitualmente en términos de potencia, sin más que dividir por el tiempo. De esta forma, la potencia desarrollada por una turbina eólica se puede expresar mediante la ecuación (3.21):

$$P = \eta_a \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \quad (3.21)$$

Donde η_a es la eficiencia aerodinámica y se define como la relación entre la potencia aprovechada y la disponible; su límite superior es, como ya se ha indicado, 16/27 – dicho dato se obtiene cuando la relación entre las velocidades de salida y entrada del rotor es:

$$U_{salida} = \frac{1}{3} \cdot U_{entrada} \quad (3.22)$$

Y es el valor teórico máximo alcanzable por cualquier turbina eólica. En aerogeneradores reales, este valor es inferior, debido a diversos factores que el cálculo de Betz no contempla (la resistencia aerodinámica de los álabes del rotor, la naturaleza incompresible del aire, y otros).

Un valor más realista para la eficiencia aerodinámica se sitúa entorno al 45%, es decir:

$$\eta_a = 0{,}45 \quad (3.23)$$

Siempre que la turbina esté trabajando con un valor cercano al óptimo, en otro caso sería todavía menor.

Las diferencias entre las velocidades de entrada y salida de las partículas de viento en una turbina se pueden apreciar en la figura 3.15:

Figura 3.15 Comportamiento de las partículas de viento a la entrada y salida del aerogenerador.
Fuente:https://www.youtube.com/watch?time_continue=6&v=H0pysoyh41Q&feature=emb_title



Como se puede apreciar en la Figura 3.15, las partículas que viajan a mayor velocidad (azules) se encuentran más separadas entre sí que las posteriores al rotor (verdes), esto porque al limitar la velocidad, el aerogenerador actúa como un ordenador de flujo posterior a él al quitarle energía cinética al viento incidente.

La eficiencia aerodinámica es el principal factor que limita la capacidad de transformar energía del viento en energía eléctrica, pero existen otros. En efecto, en la práctica el máximo de energía que un aerogenerador puede transformar en energía eléctrica es aún menor debido a los rozamientos mecánicos de los elementos de la góndola y al rendimiento del generador eléctrico y la electrónica asociada, según se verá más adelante.

3.2.3.3.2 EFICIENCIA MECÁNICA

Como ya se ha explicado, el eje de la turbina impulsa (mediante el eje de baja velocidad) una caja de cambios que cambia la velocidad de rotación provocada por el viento a una velocidad que se adapte mejor al generador de energía eléctrica al que se encuentra conectado (por medio del eje de alta velocidad). Este mecanismo es similar a la caja de cambios de un automóvil y en su giro, los diversos engranajes del mecanismo presentan fricción, por lo que una pequeña fracción de energía transmitida por el rotor del aerogenerador se pierde en estos. Además, hay grandes cojinetes que sostienen el eje que también inducen fricción. La eficiencia de todos estos componentes se denomina eficiencia mecánica. Típicamente, en los procesos de fricción se pierde del orden del 5% de la energía incidente en la caja de cambios, es decir, que la eficiencia mecánica del aerogenerador puede estimarse en un valor cercano al:

$$\eta_m = 0{,}95 \quad (3.24)$$

3.2.3.3.3 EFICIENCIA ELÉCTRICA

A la salida de la caja de cambios, el eje de alta velocidad se acopla al rotor de un alternador, que convierte la energía mecánica de rotación en energía eléctrica, que puede ser continua o alterna, dependiendo de si es un generador de corriente continua o un alternador. En este último caso, ocurre que por la variabilidad inherente al viento, la velocidad de giro, lógicamente, no es estable, de manera que la frecuencia de la corriente generada no coincide con los 50 [Hz] exactos de la red eléctrica. Por lo tanto, es necesario acoplar complejos circuitos electrónicos de potencia para convertir la frecuencia de la energía producida a un valor exacto de 50 [Hz], necesaria para poder volcarla en la red eléctrica. Tanto el generador como la electrónica de potencia también tienen pérdidas.

El rendimiento combinado de ambos sistemas, generador y electrónica de potencia se denomina eficiencia eléctrica. Las pérdidas en el sistema eléctrico pueden suponer otro 5% de la energía incidente, con lo que la eficiencia eléctrica puede considerarse igual a:

$$\eta_e = 0{,}95 \quad (3.25)$$

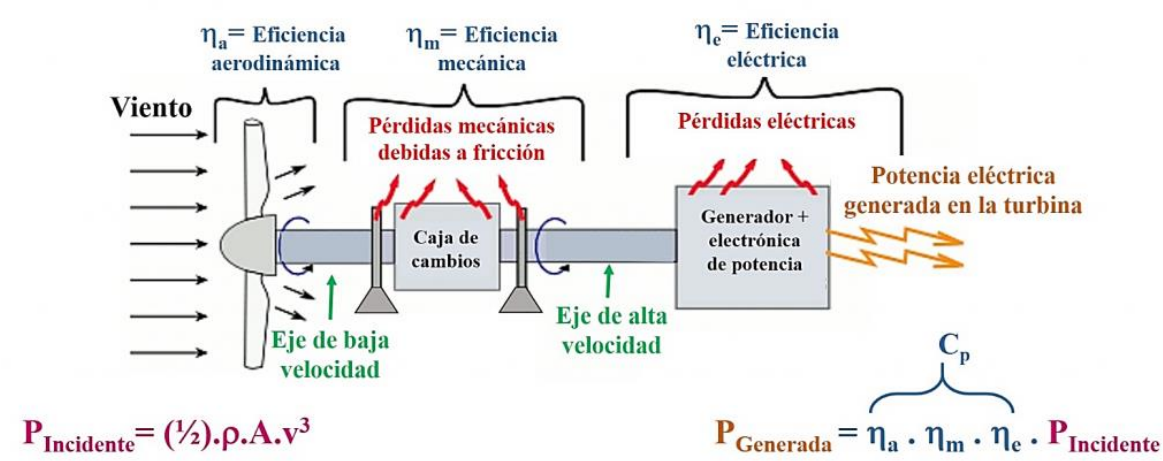
3.2.3.3.4 CURVAS DE POTENCIA

Profundizando en el término anteriormente analizado, se puede decir que, a la eficiencia global de la turbina, que combina las 3 eficiencias descritas (aerodinámica, mecánica y eléctrica) se la denomina coeficiente de potencia, C_P y se obtiene como producto de las 3 eficiencias descritas:

$$C_P = \frac{P_{GENERADA}}{P_{INCIDENTE}} = \eta_a \cdot \eta_m \cdot \eta_e \quad (3.26)$$

La figura 3.16 ilustra esquemáticamente los diversos procesos que limitan la eficiencia de la turbina:

Figura 3.16 Procesos de transformación de energía mecánica de rotación en energía eléctrica.
Fuente: http://www.ftexploring.com/wind-energy/wind-power-coefficient.htm



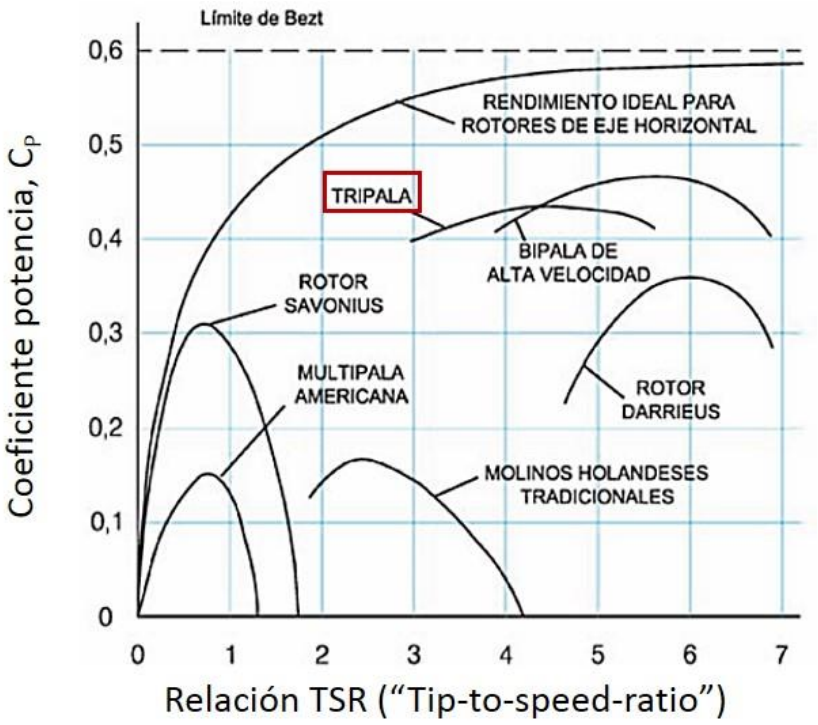
Una multiplicación de las eficiencias estimadas (cuando la turbina se encuentra trabajando en condiciones cercanas a las óptimas) da un valor del coeficiente de potencia del 40%, es decir:

$$C_{P_{OPTIMO}} = 0{,}4 \quad (3.27)$$

Se debe destacar que los valores asignados a cada una de las 3 eficiencias no corresponden a ningún aerogenerador en particular, son valores válidos que funcionan en condiciones cercanas a las óptimas, con todos sus componentes adecuadamente diseñados y construidos.

La figura 3.17 Muestra los valores máximos del coeficiente de potencia para diversos tipos de turbinas eólicas:

Figura 3.17 Coeficiente de potencia en función de TSR.
Fuente: https://www.windynation.com/jzv/inf/tip-speed-ratio-how-calculate-and-apply-tsr-blade-selection



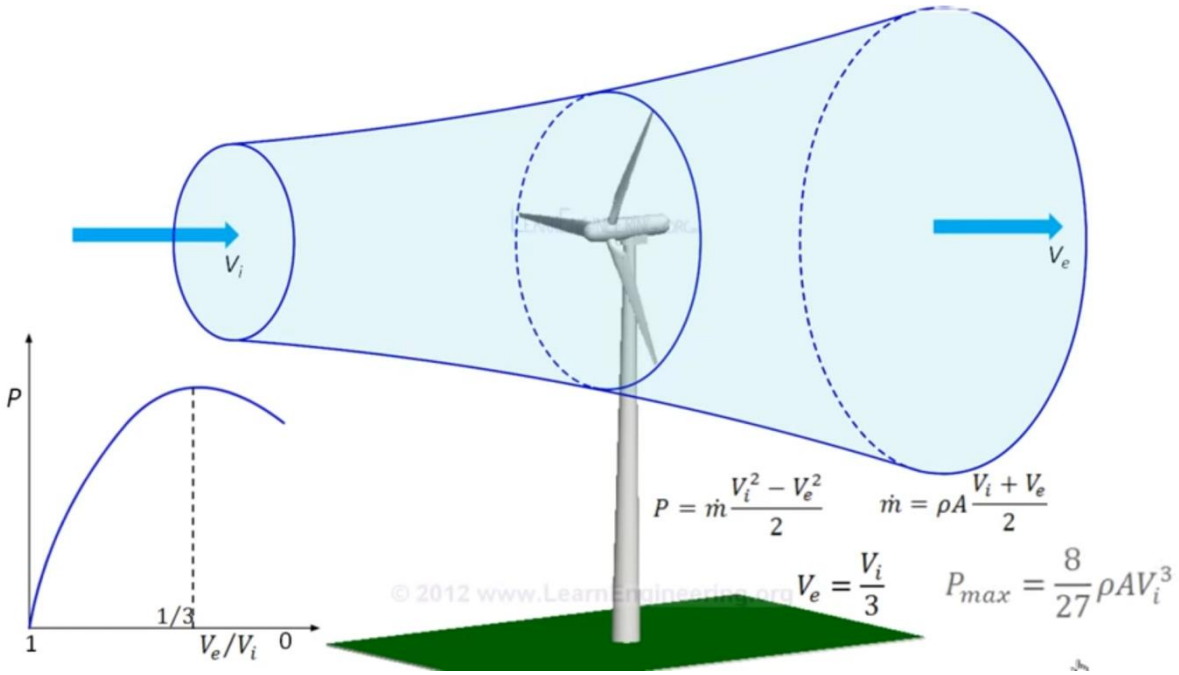
Donde la relación TSR es la relación entre la velocidad de rotación del extremo de los álabes del aerogenerador y la velocidad del viento ($TSR = (\omega \cdot R)/v_{viento}$). Además, en la figura 3.17, se ha supuesto que el rendimiento mecánico y el rendimiento eléctrico son 100%.

Como se aprecia en la figura, el valor máximo de eficiencia de conversión para los generadores de 3 álabes (TRIPALA) es del orden del 45% y se alcanza para un valor de velocidad del viento de 40-50 kilómetros por hora (Aproximadamente entre 11 y 14 metros por segundo).

Como se acaba de apreciar, si se tienen en cuenta las perdidas mecánicas y eléctricas, este valor es todavía más castigado.

La siguiente figura resume los principios de funcionamiento de un aerogenerador horizontal de 3 álabes:

Figura 3.18 Principios de funcionamiento de un aerogenerador horizontal de 3 álabes. Fuente:https://www.youtube.com/watch?time_continue=214&v=MJr4dHPWu8w&feature=emb_title



Donde la potencia máxima que se puede generar viene dada por la relación de velocidades que entrega el límite de Betz (considerando sólo eficiencia aerodinámica, en el caso que las eficiencias mecánicas y eléctricas sean iguales a 1):

$$P_{max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot {U_i}^3 \quad (3.28)$$

3.3 DISEÑO EN INGENIERÍA MECÁNICA

Una de las virtudes que desarrollan los ingenieros civiles mecánicos a través del paso del tiempo, de la experiencia tanto obtenida de la universidad como en la vida cotidiana y del campo laboral, es la demostración de capacidades al momento de ocupar las mismas con el objetivo de diseñar elementos o estructuras que puedan cumplir con una función general o específica, en cuanto a la solicitación estudiada se refiera, y por ende, cumplir con una necesidad, la cual se manifiesta a través de la solución a un problema.

En la Figura 3.19, se pueden apreciar los principios y fundamentos que debe aplicar un ingeniero civil mecánico al momento de efectuar un diseño, ya sea de máquina, elemento o estructura.

Figura 3.19 Principios y fundamentos para el diseño.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



3.3.1 FACTOR DE SEGURIDAD O DE DISEÑO

Siguiendo los conceptos presentados en la Figura 3.19, se debe tener conocimiento absoluto de la situación a estudiar, es decir, se deben tener en cuenta una serie de consideraciones para el diseño de un elemento o estructura que sea requerida para la solución del problema planteado, algunas de las principales son:

- Tipo de carga.
- Calidad de los materiales.
- Peligro de personas.
- Aspecto económico.

Estas consideraciones se pueden representar numéricamente a través de un factor de seguridad o de diseño, el cual es capaz de relacionar la resistencia característica del material con el esfuerzo al que se somete la determinada estructura o elemento de máquina.

$$n = \frac{S}{\sigma} \quad (3.29)$$

$$n = \frac{S_S}{\tau} \quad (3.30)$$

Dónde:

- n es el factor de seguridad o de diseño.
- S es la resistencia del material.
- S_S es la resistencia del material al esfuerzo cortante.
- σ es el esfuerzo de tracción, compresión o aplastamiento.
- τ es el esfuerzo de corte, puro o por torsión.

3.3.2 ESTADO DE ESFUERZOS

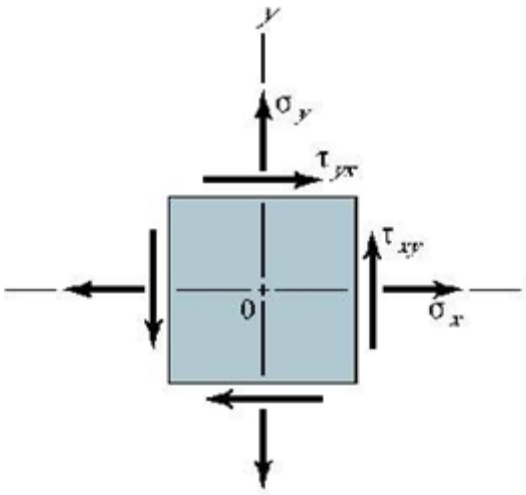
Al definir el factor de seguridad o de diseño, se mencionan conceptos como resistencias o esfuerzos, que, como se explicó anteriormente, no son más que representaciones numéricas de la capacidad del material utilizado para aguantar una intensidad de solicitación aplicada, con dirección determinada, de una fuerza interna o externa en un punto. Esta intensidad puede estar representada por la tracción, compresión, flexión o torsión aplicada en la estructura o elemento estudiado (Tabla 3.1).

Tabla 3.1 Resistencias y Esfuerzos característicos.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

Resistencias	Esfuerzos
S_y: Resistencia a la fluencia. S_u: Resistencia última. S_e: Resistencia a la fatiga.	σ: Esfuerzo normal τ: Esfuerzo cortante

En cuanto al estado de esfuerzos en un punto, este puede ser representado en 2 dimensiones mediante una partición representativa de las cargas por unidad de área aplicada en dicho punto (Figura 3.20).

Figura 3.20 Estado de esfuerzos bidimensional en un punto.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



3.3.2.1 ESFUERZO ADMISIBLE O PERMISIBLE

Como buen diseñador, se deben tener claro los esfuerzos admisibles o permisibles que la estructura es capaz de soportar a modo de dimensionar la misma de manera segura y por ende libre de fallas.

Para diseñar elementos o estructuras cuya resistencia sea mayor que cualquier tipo de esfuerzo al que puedan ser sometidos, se deben tener en cuenta las siguientes variables de aplicación de las cargas en la misma o sus tipos de apoyos para el aguante requerido:

3.3.2.1.1 CLASIFICACIÓN DEL TIPO DE CARGA

Una carga se puede clasificar según varias variables. El tiempo de actuación, el área donde se aplica, su forma de aplicación y el tipo de apoyo que soporta dicha carga son los factores principales de clasificación a estudiar para determinar el estado de esfuerzos de una partición determinada. A continuación se realiza un desglose de estas variables.

3.3.2.1.1.1 TIEMPO DE ACTUACIÓN

La carga puede ser aplicada de forma constante, de forma súbita o durante periodos determinados. Para identificar el caso de estudio, la carga se apellidará como:

- ESTÁTICA: Gradual, dando tiempo al material para reaccionar.
- DE IMPACTO: Aplicación súbita.
- CÍCLICA O DE FATIGA: Varía en magnitud y dirección, tiene periodo característico.

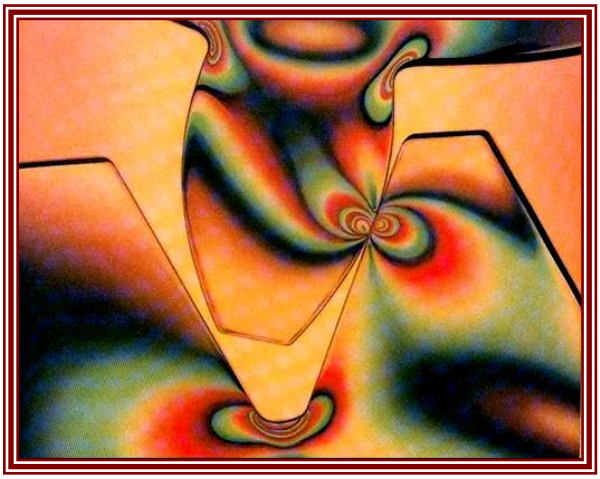
3.3.2.1.1.2 ÁREA DE APLICACIÓN

Debido a que el esfuerzo no es más que una carga aplicada sobre un área determinada, es importante conocer los tipos de áreas donde se pueden aplicar los distintos tipos de cargas existentes:

- CONCENTRADA

Área de aplicación es menor que sección del elemento (Figura 3.21).

Figura 3.21 Carga concentrada en los dientes de engranajes.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



- DISTRIBUIDA

Se aplica a lo largo de toda el área, habitualmente se ve en vigas suspendidas donde la masa específica del material toma importancia por el peso que la gravedad ejerce sobre la misma.

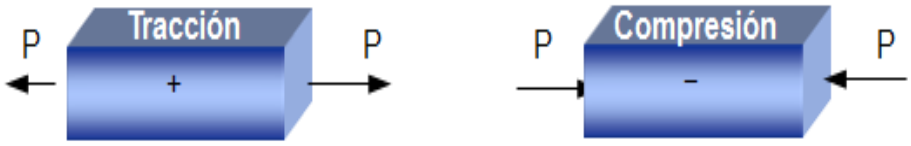
3.3.2.1.1.3 FORMA DE APLICACIÓN

Conocer las distintas formas de aplicación de las cargas es fundamental al momento de evaluar un estado de esfuerzos, es por esto que aquí se presentan las formas de aplicación más comunes en estructuras.

NORMAL

Carga que es capaz de tensionar o comprimir un elemento o estructura, su cualidad es que habitualmente se puede representar en el centroide de la sección resistente (Figura 3.22).

Figura 3.22 Carga normal en tracción y compresión.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Ambos esfuerzos provocados por P se calculan mediante la ecuación 3.31:

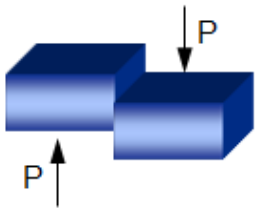
$$\sigma_{T_C} = (+_-)\frac{P}{A} \quad (3.31)$$

Donde A corresponde al área donde se aplica la fuerza P.

CORTANTE

Carga que tiene la capacidad de cizallar un elemento dado que actúa en forma paralela a la sección resistente (Figura 3.23).

Figura 3.23 Representación de carga cortante.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



El esfuerzo cortante provocado por P se calcula mediante la ecuación 3.32:

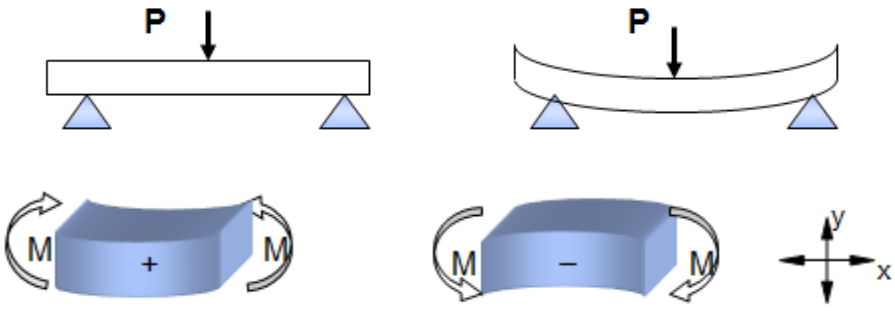
$$\tau_{cortante} = \frac{P}{A} \quad (3.32)$$

Donde A corresponde a la sección paralela a la fuerza P, también denominada área de corte.

FLEXIONANTE

Al momento de aplicar una carga en forma transversal al eje longitudinal de la pieza se genera un fenómeno de la estructura en análisis conocido como flexión de la misma (Figura 3.24).

Figura 3.24 Representación de carga de Flexión.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



El esfuerzo de flexión provocado por P se calcula mediante la ecuación 3.33:

$$\sigma_{flexión} = \frac{M_f \cdot c}{I} \; ; \; \sigma_{flexión} = \frac{M_f}{Z} \quad (3.33)$$

Dónde:

- M_f es el momento de flexión en la estructura.
- I es el momento de inercia ecuatorial de la estructura.
- c es la distancia a la fibra más alejada.
- Z es el módulo de sección.

Además, es importante indicar que los diagramas de momento flector y de fuerza cortante son fundamentales para determinar los esfuerzos máximos involucrados en la estructura cuando a esta se le aplica flexión.

Además, el momento de inercia ecuatorial se calcula con la siguiente integral:

$$I = \int y^2 \cdot dA \quad (3.34)$$

Por último, si se desea averiguar la deflexión en un punto específico de un elemento en suspensión, se recurre al teorema de áreas de momento, el cual plantea la siguiente ecuación para el cálculo de la misma:

$$\delta = \sum \frac{Area \cdot Brazo}{E \cdot I} \quad (3.35)$$

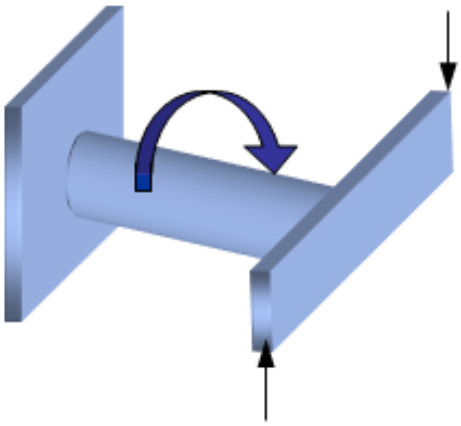
Dónde:

δ: Flecha o deflexión en un punto arbitrario.
E: Módulo de elasticidad del material [Pa].
I: Momento de inercia [m^4].

TORSIÓN

O mejor conocidos como pares de torsión, estos se producen mediante cargas que provocan el giro en la sección transversal representada en la Figura 3.25.

Figura 3.25 Representación de carga de Torsión.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



El esfuerzo de torsión provocado se calcula mediante la ecuación 3.36:

$$\sigma_{Torsión} = \frac{T \cdot r_0}{J} \quad (3.36)$$

Dónde:

- T es el momento de torsión en la estructura.
- J es el momento de inercia polar de la estructura.
- r_0 es radio de la barra en torsión.

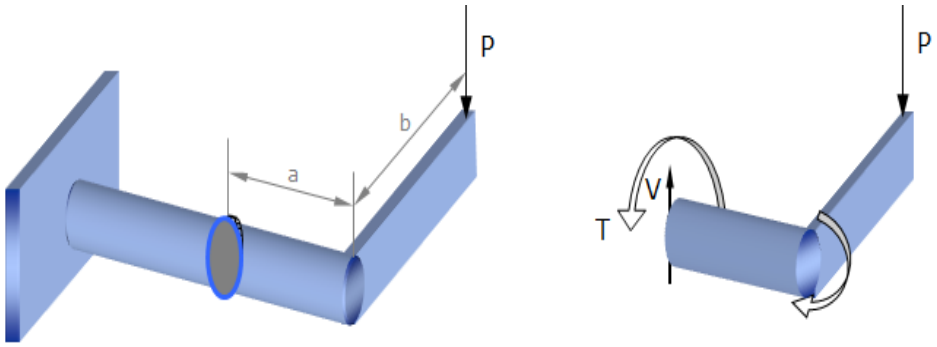
Además, el momento de inercia polar se calcula como sigue:

$$J = \int x^2 \cdot dA + \int y^2 \cdot dA \; ; \; J = I_x + I_y \quad (3.37)$$

COMBINADA

Una combinación de 2 o más cargas como las anteriormente descritas pueden generar esfuerzos combinados, como se muestra en la figura 3.26.

Figura 3.26 Representación de cargas Combinadas.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



En la figura anterior, se puede apreciar cómo la carga P provoca una fuerza cortante V, un par de torsión T y un momento de flexión, todo en el empotramiento de la viga cilíndrica.

3.3.2.1.1.4 TIPOS DE APOYO

Finalmente, en las siguientes figuras, se presentan los tipos de apoyo de estructuras existentes más utilizadas en el diseño, con su respectiva reacción de cargas, fundamentales para realizar los cálculos de esfuerzos involucrados en la partición (Figuras 3.27 a la 3.30).

Figura 3.27 Cable.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Figura 3.28 Pasador.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

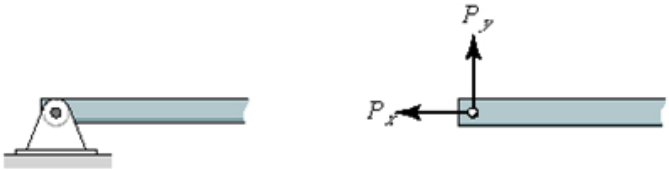
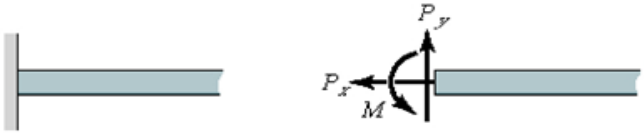


Figura 3.29 Rodillo simple.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Figura 3.30 Empotrado.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



3.3.2.1.2 CÁLCULO DEL ESTADO DE ESFUERZOS EN UN PUNTO

Hasta ahora se ha dejado claro que la resistencia de lo diseñado debe ser mayor que el esfuerzo atribuido a cualquier carga que se deba aplicar, y la carga a aplicar en la estructura siempre, o más bien, en la mayoría de los casos será una combinación de distintas cargas (como lo expuesto en cargas combinadas), por lo que al momento de evaluar si la estructura es segura se debe analizar el estado de esfuerzos en un punto de la misma.

Habitualmente, por experiencia en el diseño, se determinan los posibles puntos críticos de la estructura y se evalúa su estado de esfuerzo particular para compararlo con los otros y determinar el estado de esfuerzos crítico (donde la estructura falla en primer lugar, si es que lo hiciera).

Para un estado plano o bidimensional de tensiones como el que se muestra en la figura 3.20 se tiene que los esfuerzos normales y cortantes se pueden determinar para cualquier plano inclinado φ mediante:

$$\sigma_\varphi = \frac{\sigma_x+\sigma_y}{2} + \frac{\sigma_x-\sigma_y}{2} \cdot \cos(2\varphi) + \tau_{xy} \cdot sen(2\varphi) \text{ (3.38)}$$

$$\tau_\varphi = \frac{\sigma_x-\sigma_y}{2} \cdot \text{sen}(2\varphi) + \tau_{xy} \cdot cos(2\varphi) \text{ (3.39)}$$

Si se desean determinar los esfuerzos normales y cortantes principales para calcular el factor de seguridad mediante alguna teoría de falla que los incluya en su cálculo, estos se pueden obtener mediante las ecuaciones (3.40) y (3.41).

$$\sigma_{1_{(2)}} = \frac{\sigma_x+\sigma_y}{2} +_{(-)} \sqrt{\left(\frac{\sigma_x-\sigma_y}{2}\right)^2 + {\tau_{xy}}^2} \text{ (3.40)}$$

$$\tau_{max_{(min)}} = +_{(-)} \sqrt{\left(\frac{\sigma_x-\sigma_y}{2}\right)^2 + {\tau_{xy}}^2} \text{ (3.41)}$$

Si se conocen los esfuerzos normales principales ($\sigma_{1_{(2)}}$), entonces los esfuerzos normales y cortantes para cualquier plano inclinado φ se determinan por:

$$\sigma_\varphi = \frac{\sigma_1+\sigma_2}{2} + \frac{\sigma_1-\sigma_2}{2} \cdot \cos(2\varphi) \text{ (3.42)}$$

$$\tau_\varphi = \frac{\sigma_1-\sigma_2}{2} \cdot \text{sen}(2\varphi) \text{ (3.43)}$$

Adicionalmente, los ángulos donde σ y τ tienen valores máximos son:

$$tg(2\varphi_\sigma) = \frac{2\cdot\tau_{xy}}{\sigma_x-\sigma_y} \text{ (3.44)}$$

$$tg(2\varphi_\tau) = -\frac{(\sigma_x-\sigma_y)}{2\cdot\tau_{xy}} \text{ (3.45)}$$

Para finalmente, luego de obtener los datos requeridos según la teoría de falla a utilizar, evaluar si la estructura presenta valores asociados de seguridad aceptables según el diseño.

En la figura 3.31 se muestran algunos factores de seguridad aceptables para cierto tipo de carga y material de la estructura.

Figura 3.31 Factores de seguridad aceptables según carga aplicada
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

Tipo de Carga	Acero, metales dúctiles		Hierro Fundido, Metales quebradizos	Madera de construcción
	Basado en la resistencia máxima	Basado en la resistencia de la fluencia	Basado en la resistencia máxima.	
Carga permanente	3 - 4	1,5 - 2	5 - 6	7
Repetida, una dirección, gradual (Choque suave)	6	3	7 - 8	10
Repetida, invertida, gradual (choque suave)	8	4	10 - 12	15
Choque, impacto	10 - 15	5 - 7	15 - 20	20

3.3.3 ANÁLISIS DE FALLA ESTRUCTURAL

Una vez obtenido el estado de esfuerzos en el punto crítico, se debe estudiar cómo puede fallar la estructura diseñada. La falla está directamente relacionada con el tipo de carga aplicada y el material utilizado para su construcción, fabricación e instalación.

Existen variadas teorías y ecuaciones que permiten dimensionar problema conociendo el tipo de carga y el material utilizado, sin embargo, para los casos de estudio de esta tesis, sólo se mencionarán los relacionados a materiales dúctiles y a las cargas a las que se someten las estructuras diseñadas.

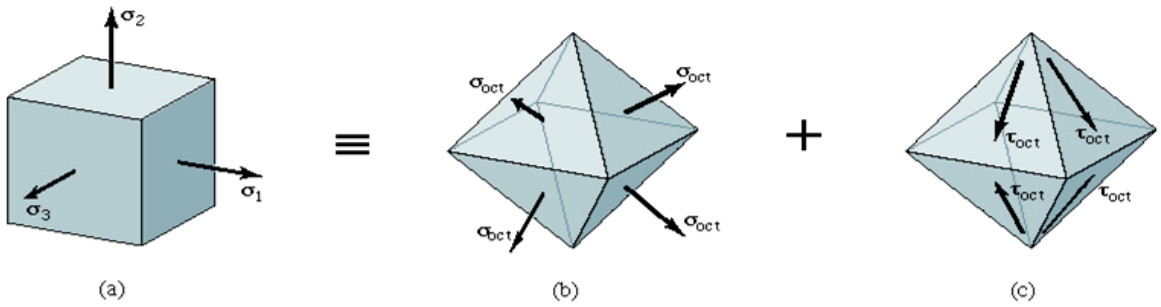
3.3.3.1 ANÁLISIS DE FALLA SEGÚN MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN

Si el material de construcción de la estructura a diseñar es del tipo dúctil (mayor resistencia a la ruptura, dado que tiene mayores propiedades elásticas y plásticas que un material frágil), existen 2 teorías básicas que permiten evaluar el factor de seguridad según el estado de esfuerzos en un punto, estas son:

3.3.3.1.1 TEORÍA DE FALLA DE VON MISES

Una de las teorías de fallas más utilizadas para materiales dúctiles es la teoría de falla de Von Mises, del esfuerzo cortante octaédrico o de energía de distorsión (Figura 2.32).

Figura 3.32 Estado de esfuerzo tridimensional y su descomposición.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Como se puede apreciar en la figura 4.14, el estado de esfuerzo tridimensional se puede subdividir como:

a) Estado general de esfuerzo.
b) Esfuerzos normales octaédricos.
c) Esfuerzos cortantes octaédricos.

La relación fundamental de esta teoría proviene de un ensayo de tracción, en el cual se estudia la falla de una probeta cuando:

$$\tau_{octaédrico(pieza)} \geq \tau_{octaédrico(tracción)} \quad (3.46)$$

Bajo la relación (3.46), se define la siguiente ecuación:

$$\tau_{octaédrico} = \frac{1}{3}\sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2} \quad (3.47)$$

Donde $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ son los esfuerzos principales.

Para el ensayo de tracción se tiene que:

$$\sigma_1 = S_y \; ; \; \sigma_2 = 0 \; ; \; \sigma_3 = 0 \quad (3.48)$$

Por lo tanto, el esfuerzo cortante octaédrico puede ser calculado como:

$$\tau_{octaédrico} = \frac{\sqrt{2}}{3} S_y \quad (3.49)$$

De la misma manera, otra relación fundamental de esta teoría proviene del ensayo al esfuerzo cortante puro, por lo que tomando la ecuación (3.47), y reemplazándola por:

$$\sigma_1 = S_{sy} \; ; \; \sigma_2 = -\sigma_1 \; ; \; \sigma_3 = 0 \quad (3.50)$$

Se obtiene un:

$$\tau_{octaédrico} = \frac{\sqrt{6}}{3} S_{sy} \text{ (3.51)}$$

Y, comparando ambos esfuerzos cortantes octaédricos, se puede llegar a la relación (3.52):

$$S_{sy} = 0{,}577 \cdot S_y \text{ (3.52)}$$

Dado que la mayoría de los casos de estudio en ingeniería se pueden representar mediante estados de esfuerzos biaxiales, los esfuerzos normales principales son esta vez los representados por la ecuación (3.41), pero con $\sigma_y = 0$:

$$\sigma_{1_{(2)}} = \frac{\sigma_x}{2} +_{(-)} \sqrt{\left(\frac{\sigma_x}{2}\right)^2 + {\tau_{xy}}^2} \text{ (3.53)}$$

Reemplazando esta ecuación, en la ecuación (3.47), se tiene que:

$$\tau_{octaédrico} = \sqrt{(\sigma_x)^2 + 3 \cdot {\tau_{xy}}^2} \text{ (3.54)}$$

Y agregando un factor de seguridad o de diseño, se obtiene la teoría de falla de Von Mises:

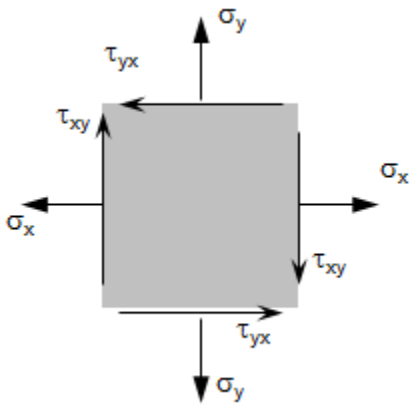
$$\sqrt{(\sigma_x)^2 + 3 \cdot {\tau_{xy}}^2} = \frac{S_y}{n} \text{ (3.55)}$$

Donde n es dicho factor de seguridad o de diseño.

3.3.3.1.2 TEORÍA DEL ESFUERZO CORTANTE MÁXIMO

Habitualmente utilizada para evaluar estados de esfuerzos en materiales dúctiles, la teoría del esfuerzo cortante máximo es utilizada para calcular factores de seguridad en uniones roscadas o remachadas, o en estructuras construidas con aceros o plásticos reforzados. En la figura 3.33 se puede apreciar un estado de esfuerzos bidimensional.

Figura 3.33 Estado de esfuerzo bidimensional.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



En el caso presentado, la falla ocurre cuando:

$$\tau_{máximo(pieza)} \geq \tau_{máximo(tracción)} \quad (3.56)$$

En un estado de esfuerzo cortante puro:

$$S_{sy} = 0{,}5 \cdot S_y \quad (3.57)$$

Siguiendo los mismos supuestos de la teoría anterior ($\sigma_y = 0$):

$$\tau_{max_{(min)}} = +_{(-)}\sqrt{\left(\frac{\sigma_x}{2}\right)^2 + {\tau_{xy}}^2} \quad (3.58)$$

Por lo tanto, para el caso de estudio, el diseño de la pieza vendrá dado por:

$$\sqrt{\left(\frac{\sigma_x}{2}\right)^2 + {\tau_{xy}}^2} = \frac{S_y}{2 \cdot n} \quad (3.59)$$

3.3.3.2 ANÁLISIS DE FALLA SEGÚN ESTRUCTURA Y CARGA APLICADA.

Una vez estudiadas las dos teorías de fallas más utilizadas para materiales dúctiles, es momento de estudiar cómo puede fallar una estructura construida en base a este tipo de material a través de determinadas cargas.

Como se expresó anteriormente, las cargas se clasifican por:

- Tiempo de actuación.
- Área de aplicación.
- Forma de aplicación.
- Tipo de apoyo.

Por lo que, dependiendo de la estructura a analizar y la carga aplicada, se pueden tener infinitos casos en los que una estructura puede fallar.

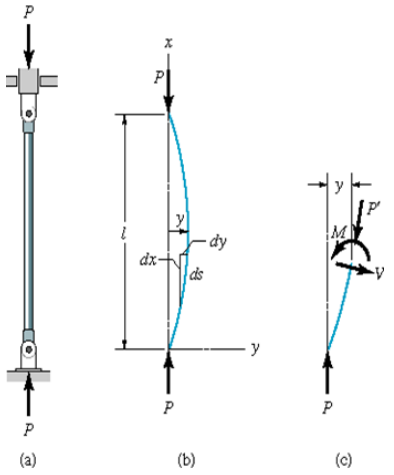
Para esta tesis se necesitan conocer los siguientes casos y sus combinaciones:

3.3.3.2.1 TEORÍA DE FALLA POR PANDEO DE COLUMNAS.

Una columna es un elemento esbelto que habitualmente está sometido a compresión, su falla es producida por deformación lateral, denominada como pandeo de la misma, el cual se determina con el valor de la carga crítica que puede soportar dicha columna.

Para obtener el valor de la carga crítica soportante, se debe realizar el análisis de Euler (Figura 3.34):

Figura 3.34 Análisis de columna para relación de Euler.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Del diagrama de cuerpo libre representado en la figura 3.34 (c), se tiene que:

$$M = P \cdot y \text{ (3.60)}$$

Además, la relación para la curvatura de una viga sometida a un momento de flexión M es:

$$\frac{1}{\rho} = -\frac{M}{E \cdot I} \text{ (3.61)}$$

Realizando un análisis de derivada de la curvatura se obtiene lo siguiente:

$$\frac{\frac{d_y^2}{{d_x}^2}}{\left(1+\left(\frac{d_y}{d_x}\right)^2\right)^{\frac{3}{2}}} \approx \frac{d_y^2}{{d_x}^2} = -\frac{M}{E \cdot I} \text{ (3.62)}$$

Y recordando la ecuación (3.60) e introduciéndola en (3.62) se tiene que:

$$\frac{d_y^2}{{d_x}^2} + \frac{P \cdot y}{E \cdot I} = 0 \text{ (3.63)}$$

Donde (3.63) es la representación del movimiento armónico simple, por lo que su solución viene dada por:

$$y = A \cdot sen\left\{\sqrt{\frac{P}{E \cdot I}} \cdot x\right\} + B \cdot cos\left\{\sqrt{\frac{P}{E \cdot I}} \cdot x\right\} \text{ (3.64)}$$

Donde las constantes A y B se determinan por las condiciones de contorno:

i. Al evaluar en el principio de la columna, x es igual a cero, y es igual a cero, por lo que B tiene que ser igual a cero dado que:

$$\cos(0) = 1 \text{ (3.65)}$$

ii. Al evaluar en el final de la columna, x es igual a L, e y es igual a cero, por lo que A debe ser distinto de cero ya que:

$$0 = A \cdot sen\left\{\sqrt{\frac{P}{E \cdot I}} \cdot L\right\} \text{ (3.66)}$$

$$\sqrt{\frac{P}{E \cdot I}} \cdot L = n \cdot \pi \; ; n \in \mathbb{N} \text{ (3.67)}$$

Por lo tanto, si n es igual a 1:

$$\frac{P}{E \cdot I} = \frac{\pi^2}{L^2} \quad (3.68)$$

Luego, la carga crítica que provocará pandeo es:

$$P_{crit} = \frac{\pi^2}{L^2} \cdot E \cdot I \quad (3.69)$$

La cual es conocida como la fórmula de Euler.

Entonces la carga crítica por unidad de área que provocará la inestabilidad (pandeo) de la columna, será:

$$\frac{P_{crit}}{A} = \frac{\pi^2}{L^2} \cdot E \cdot K^2 \quad (3.70)$$

Donde K se conoce como el radio de giro:

$$K = \sqrt{\frac{I}{A}} \quad (3.71)$$

Para el diseño de una columna se definirá el siguiente concepto:

Relación de esbeltez λ:

$$\lambda = \left(\frac{L}{K}\right) \quad (3.72)$$

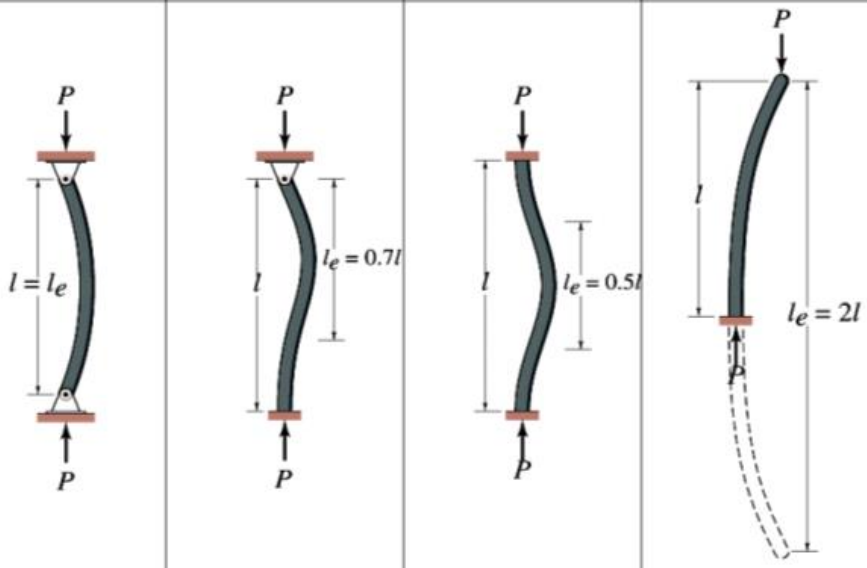
La cual representa cuan desfavorable puede ser la relación entre el largo de la columna con respecto a su radio de giro.

Diversos estudios demuestran que la longitud del pandeo varía según la condición de los extremos. Para los casos de estudio más recurrentes en ingeniería, se cuenta con una definición eficiente de la longitud efectiva de pandeo mostrada en la figura 3.35, incluyendo las condiciones:

- Articulada-Articulada
- Empotrada-Articulada
- Empotrada-Empotrada
- Empotrada-Libre

La cual es fundamental para el cálculo de la carga crítica por unidad de área.

Figura 3.35 Longitudes efectivas de pandeo según tipo de apoyo.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

End condition description	Both ends pinned	One end pinned and one end fixed	Both ends fixed	One end fixed and one end free
Illustration of end condition				
Theoretical effective column length	$l_e = l$	$l_e = 0.7l$	$l_e = 0.5l$	$l_e = 2l$
AISC (1989)– recommended effective column length	$l_e = l$	$l_e = 0.8l$	$l_e = 0.65l$	$l_e = 2.1l$

Sin embargo, si se trabaja con materiales dúctiles, es recomendable incluir constantes en el análisis según las condiciones de extremos como se muestra en la Figura 3.36.

Dada la ecuación de Euler modificada:

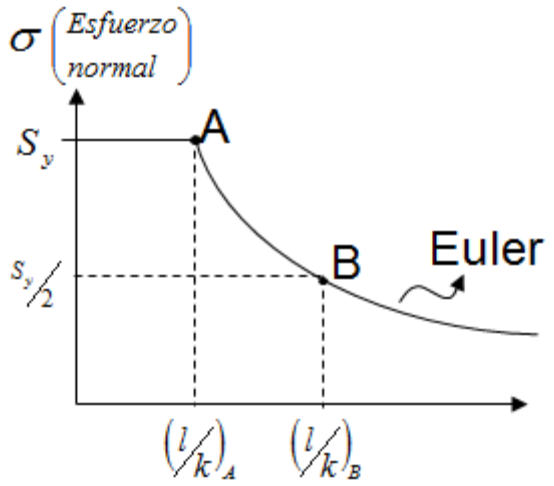
$$\frac{P_{crit}}{A} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot C}{\left(\frac{L}{K}\right)^2} \quad (3.73)$$

Figura 3.36 Constantes para la ecuación de Euler.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

	C (teoría)	C (AISC)	C (conservador)*	C (recomendado)*
Libre – Emp.	$^1/_4$	0,2267	$^1/_4$	$^1/_4$
Art. – Art.	1	1	1	1
Art. – Emp.	2	1,5625	1	1,2
Emp. – Emp.	4	2,367	1	1,2

Basándose en la curva de Euler (Figura 3.37), se desprende que:

Figura 3.37 Curva de Euler.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



i. Si $\left(\frac{L}{K}\right) < \left(\frac{L}{K}\right)_A$ se utilizarán las fórmulas de compresión simple.

ii. Si $\left(\frac{L}{K}\right) > \left(\frac{L}{K}\right)_A$ se utilizará la fórmula de Euler.

Pero, en una columna las condiciones de los extremos son muy difíciles de lograr. Además, se ha podido comprobar que ocurren numerosas fallas con columnas cuyo $\left(\frac{L}{K}\right) \approx \left(\frac{L}{K}\right)_A$.

Dado el caso, se ocupará el siguiente criterio:

i. Si $\left(\frac{L}{K}\right) > \left(\frac{L}{K}\right)_B$ se utilizará la fórmula de Euler modificada (3.73) (Pandeo Elástico).

ii. Si $\left(\frac{L}{K}\right) < \left(\frac{L}{K}\right)_B$ se utilizará la fórmula de Johnson (Pandeo Inelástico).

$$\frac{P_{crit}}{A} = S_y - \left(\frac{S_y \cdot L}{2\pi \cdot K}\right)^2 \cdot \frac{1}{C \cdot E} \quad (3.74)$$

Con:

$$\left(\frac{L}{K}\right)_B = \pi \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot C \cdot E}{S_y}} \quad (3.75)$$

Finalmente, dependiendo de la relación de esbeltez (con sus respectivas ecuaciones a utilizar) se determina el esfuerzo crítico que produce la falla, para relacionarlo con el esfuerzo de trabajo (de compresión sobre la columna) con el que se obtiene el factor de seguridad o de diseño para este caso:

$$n = \frac{\sigma_{crítico}}{\sigma_{trabajo}} \quad (3.76)$$

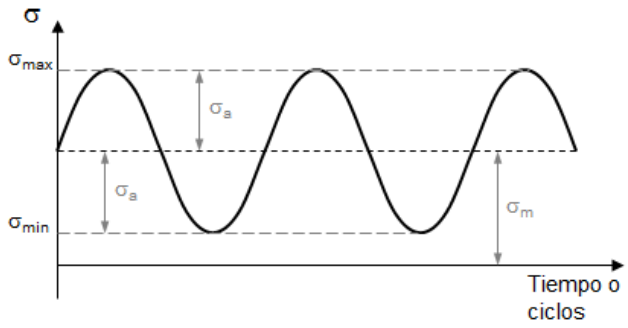
3.3.3.2.2 TEORÍA DE FALLA POR FATIGA

En la mayoría de las situaciones reales de análisis se tienen cargas cuyo valor fluctúa a través del tiempo o ciclos de utilización (o solicitación) de una estructura, el ejemplo más claro es la fuerza que produce el viento sobre las mismas, el cual no es constante.

Una definición primaria de fatiga dice que es la falla producida por esfuerzos repetidos o fluctuantes que varían con el tiempo y cuyas magnitudes son inferiores a la resistencia última del material o incluso menores que la resistencia de fluencia del mismo.

En general, los esfuerzos con los que se trabaja cuando existen cargas fluctuantes en el tiempo (Figura 3.38) son los siguientes:

Figura 3.38 Esfuerzos fluctuantes en el tiempo.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Esfuerzo de amplitud:

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2} \quad (3.77)$$

Esfuerzo medio:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} \quad (3.78)$$

En fatiga existen 3 tipos de esfuerzos a los que hay que prestar atención:

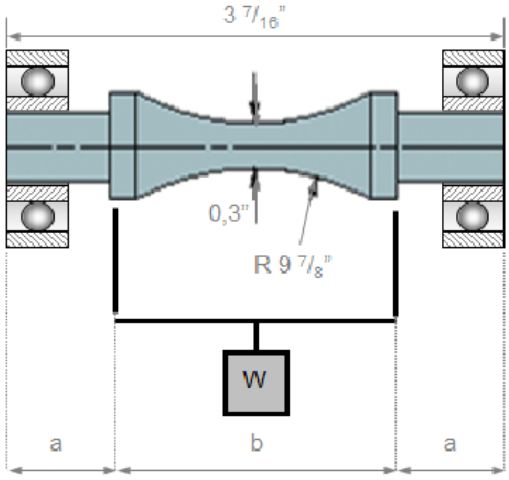
- Esfuerzo fluctuante: $\sigma_{max} > 0$; $\sigma_{min} > 0$
- Esfuerzo repetido: $\sigma_{max} > 0$; $\sigma_{min} = 0$
- Esfuerzo repetido con inversión completa: : $\sigma_{max} > 0$; $\sigma_{min} < 0$

Una vez conocido el tipo de esfuerzo fatigante aplicado en la estructura, se necesita conocer la resistencia a la fatiga del material de fabricación de la misma.

A través de ensayos experimentales, se seleccionan probetas y se someten a esfuerzos repetidos, de magnitud conocida, y se cuentan los ciclos que soporta hasta la falla.

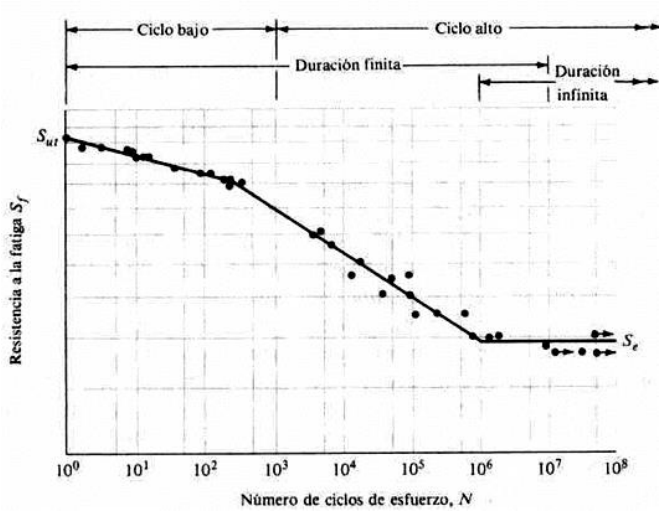
El ensayo de R.R. Moore es uno de los más utilizados; y trata de un momento de flexión uniforme en la parte curva de la probeta, de manera que la fractura se dé en 2 partes iguales, lo cual indica la falla en la posición más esforzada (Figura 3.39).

Figura 3.39 Ensayo de Moore para carga repetida.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Del diagrama S-N (Figura 3.40) se puede observar lo siguiente:

Figura 3.40 Diagrama S-N.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

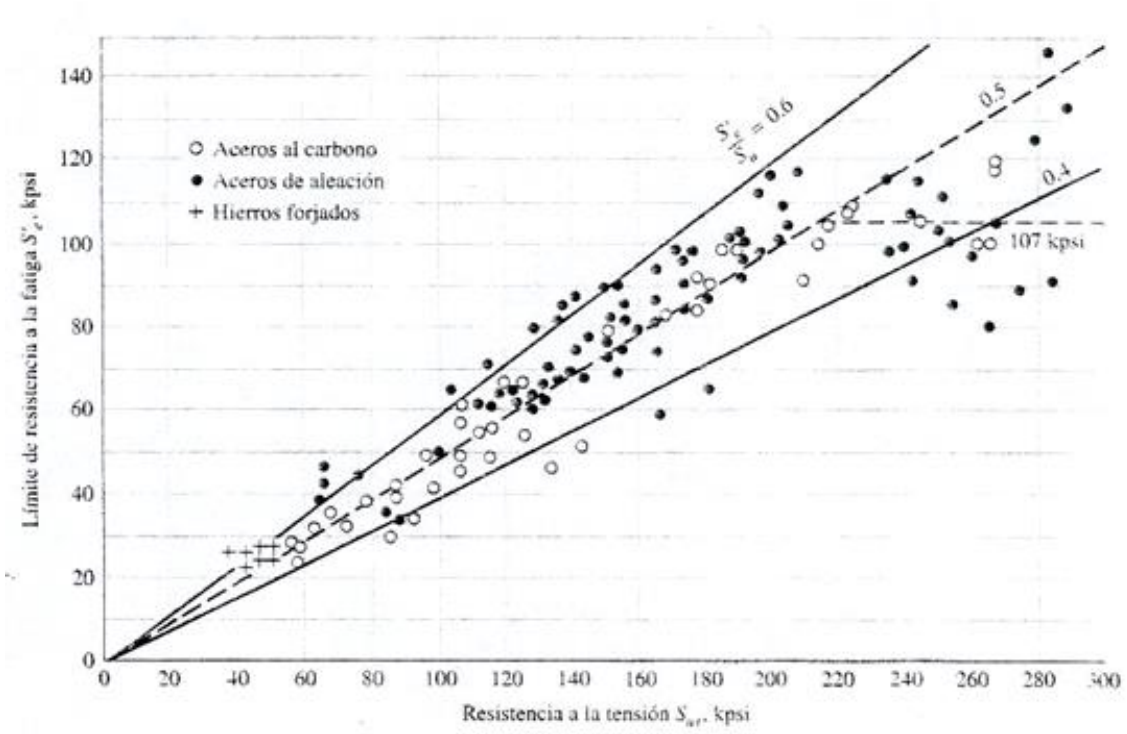


- S'_e: Resistencia a la fatiga de la probeta.
- Para ciclo bajo, es decir, $N < 10^3$ ciclos, se pueden utilizar los conceptos de carga estática.
- Para ciclo alto se presentan 2 rangos de trabajo:
  (A) Comportamiento de vida infinita, con $N > 10^7$ ciclos.
  (B) Comportamiento de vida finita, con $10^3 \leq N < 10^7$ ciclos.

3.3.3.2.2.1 RESISTENCIA A LA FATIGA PARA VIDA INFINITA

En la Figura 3.41 se puede apreciar algunos límites de fatiga de la probeta como función de la resistencia última para aceros y hierros forjados. Es importante notar que el límite de 100 [kpsi] de S'_e aparece comenzando los 200 [kpsi] de S_u.

Figura 3.41 Límite de fatiga de la probeta como función de la resistencia última para aceros y hierros forjados.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Luego de múltiples análisis de variados aceros, se han logrado las siguientes relaciones para S_e':

$$S_e' = \begin{cases} 0{,}504 \cdot S_u & ;\ S_u \leq 1400[MPa] \\ 700\ [MPa] & ;\ S_u > 1400\ [Mpa] \end{cases} \quad (3.79)$$

A pesar que esta puede ser una buena aproximación del límite de fatiga del material en estudio, existen factores adicionales que modifican el límite de resistencia a la fatiga. El investigador J. Marin ha propuesto corregir el valor de S_e' por los siguientes factores, para tener en cuenta efectos como:

- Material: Composición química, base de falla, variabilidad.
- Manufactura: Método de fabricación, tratamiento térmico, corrosión por desgaste, condición de superficie, concentración del esfuerzo.
- Condición ambiental: Corrosión, Temperatura, estado de esfuerzo, tiempos de relajación.
- Diseño: Tamaño, duración, estado de esfuerzo, concentración del esfuerzo, velocidad, desgaste.

Basado en los efectos mencionados, se determina la siguiente relación que incluye estos factores:

$$S_e = k_a \cdot k_b \cdot k_c \cdot k_d \cdot k_e \cdot S_e' \quad (3.80)$$

Dónde:

S_e: Límite de resistencia a la fatiga del elemento mecánico.
S_e': Límite de resistencia a la fatiga de la muestra de viga rotatoria.
k_a: Factor de superficie.
k_b: Factor de tamaño o forma.
k_c: Factor de carga.
k_d: Factor de temperatura.
k_e: Factor de efectos diversos.

Factor de superficie k_a:

Este factor depende de la calidad del acabado superficial y de la resistencia a la tensión:

$$k_a = a \cdot {S_u}^b \quad (3.81)$$

Donde los valores de a y b se muestran en la figura 3.42.

Figura 3.42 Factores de acabado superficial.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

Acabado de Superficie	Factor a		Exponente b
	kpsi	MPa	
Esmerilado (rectificado)	1.34	1.58	-0.086
Maquinado o laminado en frío	2.67	4.45	-0.265
Laminado en caliente	14.5	56.1	-0.719
Forjado	39.8	271	-0.995

Factor de tamaño o forma k_b:

Los resultados de evaluaciones para casos de flexión o torsión dan como resultado:

$$k_b = \begin{cases} \left(\frac{d}{7{,}62}\right)^{-0{,}1133} & ; \quad 2{,}79 \leq d \leq 51\ [mm] \\ \left(\frac{d}{0{,}3}\right)^{-0{,}1133} & ; \quad 0{,}11 \leq d \leq 2\ [in] \end{cases} \quad (3.82)$$

Para tamaños mayores el factor de carga variará entre 0,6 y 0,75 dependiendo el caso (en flexión y torsión).

En el caso de que se aplique carga axial el factor de tamaño es igual a 1.

Para un elemento que no es cilíndrico y que no es rotatorio, se definió una dimensión equivalente d_e, que es igual a la de un anillo de diámetro exterior d_e e interior $0{,}95 \cdot d_e$.

Es decir, que para el caso de vigas macizas o huecas no rotatorias:

$$d_e = 0{,}37 \cdot D \quad (3.83)$$

Donde D es el diámetro exterior.

Factor de carga k_c:

Este factor viene dado por los valores indicados en la ecuación (3.84), dependiendo de la carga aplicada en la estructura:

$$k_c = \begin{cases} Carga\ axial \begin{cases} 0{,}923 & ; \ S_u \leq 1520\ [MPa] \\ 1 & ; \ S_u > 1520\ [MPa] \end{cases} \\ Flexión \quad 1 \\ Torsión\ y\ corte \quad 0{,}577 \end{cases} \quad (3.84)$$

Factor de Temperatura k_d:

El factor de temperatura se obtiene realizando una relación entre la resistencia a la tensión a la temperatura de trabajo (S_T) y la resistencia a la tensión a la temperatura ambiente (S_{RT}):

$$k_d = \frac{S_T}{S_{RT}} \quad (3.85)$$

Habitualmente, este valor cobra importancia si las temperaturas de trabajo son muy elevadas, sin embargo, para temperaturas de trabajo cercanas a la temperatura ambiente, este factor puede considerarse igual a 1.

Factor de Efectos diversos k_e:

Se usa este factor para tomar en cuenta la reducción en el límite de resistencia a la fatiga debido a otros efectos.

Corrosión: Se produce por agentes que provocan picaduras en la superficie del material, y lo van debilitando.

Es casi imposible cuantificarla, ya que a medida que se deteriora el material aumentan las solicitaciones.

Luego, más que establecer un criterio de cálculo, se deben tratar de minimizar los factores que producen corrosión. Algunos de estos son:

- Esfuerzo medio o estático.
- Esfuerzo alternante.
- Temperatura.
- Frecuencia cíclica.
- Hendiduras Locales.
- Concentración de electrólito.
- Oxígeno disuelto en electrólito.
- Propiedades y composición del material.
- Flujo o movimiento de fluido al interior de la probeta.

Recubrimiento electrólito: Los procesos de niquelado, cromado o cadmizado pueden reducir el límite de resistencia a la fatiga hasta en un 50%.

El galvanizado (o revestimiento con zinc) no afecta a la resistencia. La oxidación anódica de aleaciones ligeras reduce los límites de fatiga a la flexión hasta en un 39%, pero no influye en el límite a la torsión.

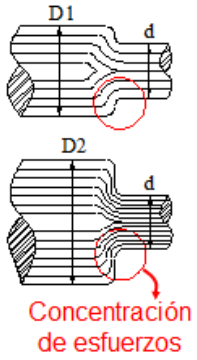
Frecuencia: Este factor debe considerarse si existe corrosión y/o altas temperaturas. A menor frecuencia y mayor temperatura, mayor será la propagación de las grietas y menor la duración de la pieza o elemento.

Corrosión por apriete o agripaje: Es el resultado de movimientos microscópicos en la superficie de piezas que se encuentran estrechamente ajustadas, como es el caso de juntas atornilladas, cojinetes, cubos de ruedas, válvulas, entre muchos otros. Este proceso implica un intercambio de calor, corrosión, y eventualmente fatiga. El factor k_e dependerá del material de las piezas, variando desde 0,24 hasta 0,9.

Concentración de esfuerzos a la fatiga k_f:

Adicionalmente a los factores ya considerados, se encuentra el factor de concentración de esfuerzos a la fatiga. Habitualmente, las estructuras no son uniformes, existen variaciones de superficies, cambios de sección de las mismas y por ende zonas en donde la concentración de esfuerzos es mayor, como denota la Figura 3.43.

Figura 3.43 Concentración de esfuerzos en un cambio de sección.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Este factor puede ser cuantificado, principalmente en cuanto a la sensibilidad de la muesca se refiere:

$$k_f = 1 + q \cdot (k_t - 1) \quad (3.86)$$

Dónde:

q: Sensibilidad de la muesca.
k_t: Factor teórico de concentración de esfuerzos.

$$k_t = \frac{Esfuerzo\ máximo\ en\ probeta\ con\ muesca}{Esfuerzo\ en\ probeta\ libre\ de\ muesca} \quad (3.87)$$

En las Figuras 3.44 y 3.45 se muestran algunos gráficos por los que se pueden obtener los valores de q y k_t.

Figura 3.44 Gráfico para obtención de q.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

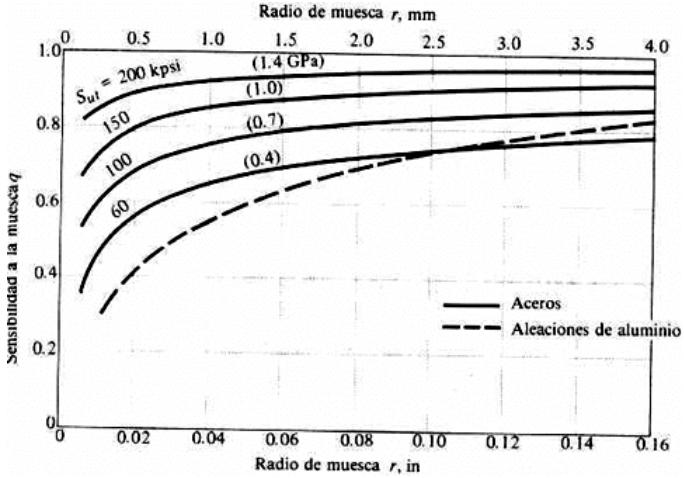
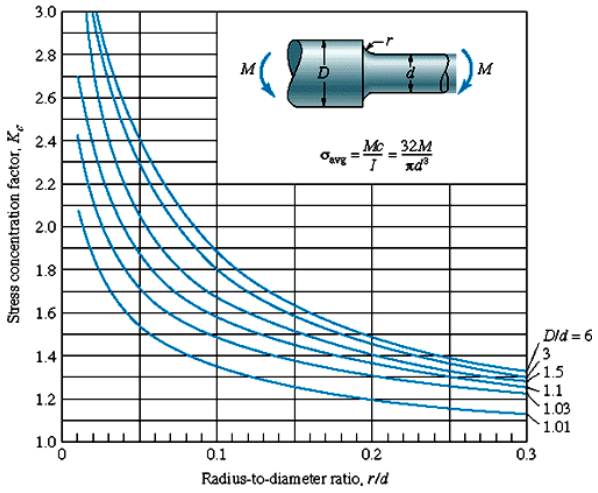


Figura 3.45 Gráficos para obtención de Kt (Flexión).
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Debido a la dispersión de los valores experimentales de q, si surge alguna duda sobre su valor real, está permitido ocupar:

$$k_f = k_t \quad (3.88)$$

Cuando el material es dúctil o se comporta como tal, interesa conocer la resistencia a la fatiga para duración finita. En este caso, k_f no necesita utilizarse con materiales dúctiles cuando estos soporten sólo cargas estáticas, puesto que la fluencia mitigará la concentración del esfuerzo. Esto significa que en $N = 10^3$ ciclos, la carga es prácticamente estática y, por consiguiente, no necesita emplearse el factor.

Sin embargo, para la utilización de k_f en 10^7 ciclos, o entre 10^3 y 10^7 ciclos, si la carga es simple, es aceptable reducir el límite de resistencia a la fatiga ya sea dividiendo dicho límite sin muesca entre k_f o multiplicando el esfuerzo alterno por el factor:

$$k_e = \frac{1}{k_f} \quad \text{ó} \quad \sigma_a = k_f \cdot \sigma_a \text{ ó } \tau_a = k_{fs} \cdot \tau_a \quad (3.89)$$

Pero, como se ha expresado anteriormente, la mayoría de los problemas involucran esfuerzos combinados, por lo que pueden involucrar más de un valor del factor de concentración de la fatiga, por lo que los esfuerzos se multiplican por k_f:

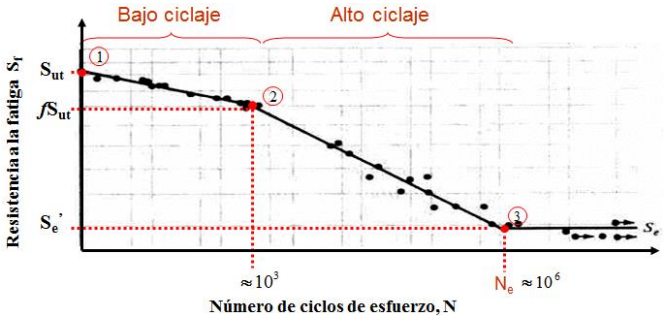
$$\sigma_a = k_f \cdot \sigma_a \; ; \; \sigma_m = k_f \cdot \sigma_m \; ; \; \tau_a = k_{fs} \cdot \tau_a \; ; \; \tau_m = k_{fs} \cdot \tau_m \quad (3.90)$$

3.3.3.2.2.2 RESISTENCIA A LA FATIGA PARA VIDA FINITA

En la Figura 3.46 se muestran las siguientes regiones:

- Bajo ciclaje: Curva intercepta los puntos 1 y 2 ($1 < N \leq 10^3$ciclos).
- Alto ciclaje: Curva intercepta los puntos 2 y 3 ($10^3 < N \leq N_e$ ciclos)

Figura 3.46 Gráfico de fatiga para vida finita.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Siguiendo esta curva, esta puede ser ajustada mediante la siguiente ecuación representativa:

$$S_f = a \cdot N^b \text{ (3.91)}$$

Dónde:

S_f: Resistencia a la fatiga para vida finita.
$a\ y\ b$: Constantes dependientes de la región de trabajo (bajo o alto ciclaje).

Además, de la figura 3.46 se puede desprender que en $(S_f)_{10^3\ ciclos}$:

$$\sigma'_F \cdot (2 \cdot 10^3)^b = f \cdot S_u \text{ (3.92)}$$

Dónde:

f: Fracción de S_u representada por $(S_f)_{10^3\ ciclos}$.

Por lo que:

$$f = \sigma'_F \cdot \frac{(2 \cdot 10^3)^b}{S_u}\ ;\ \sigma'_F = S_u + 345[Mpa] \text{ (3.93)}$$

Como:

$$\sigma_a = S'_e \leftrightarrow \sigma_a = \sigma'_F \cdot (2 \cdot N_e)^b \text{ (3.94)}$$

Por lo que, despejando:

$$b = \frac{-\log\left(\frac{\sigma'_F}{S'_e}\right)}{\log(2 \cdot N_e)} \text{ (3.95)}$$

Por lo tanto, para para región de bajo ciclaje se tiene que:

$$a = S_u\ ;\ b = \frac{\log(f)}{3}\ ;\ S_f \geq S_u^{\frac{\log(f)}{3}} \text{ (3.96)}$$

Mientras que para región de alto ciclaje:

$$a = \frac{f^2 \cdot {S_u}^2}{S'_e}\ ; b = -\frac{1}{3} \cdot \log\left(\frac{f \cdot S_u}{S'_e}\right) \text{ (3.97)}$$

Si se da un esfuerzo completamente invertido σ_a, el número de ciclos a la falla se expresa como:

$$N = \left(\frac{\sigma_a}{a}\right)^{\frac{1}{b}} \quad (3.98)$$

3.3.3.2.2.3 RESISTENCIA A LA FATIGA BAJO ESFUERZOS FLUCTUANTES

En muchos casos, los esfuerzos a los que están sometidas las piezas fluctúan (con $\sigma_m \neq 0$), esto implica que los resultados de los ensayos para poder obtener la resistencia a la fatiga mediante inversión completa no son aplicables directamente.

En vida infinita ($N > 10^7$) se tiene que para esfuerzos fluctuantes se realizan ensayos variando las magnitudes de σ_a y σ_m, para investigar la resistencia a la fatiga.

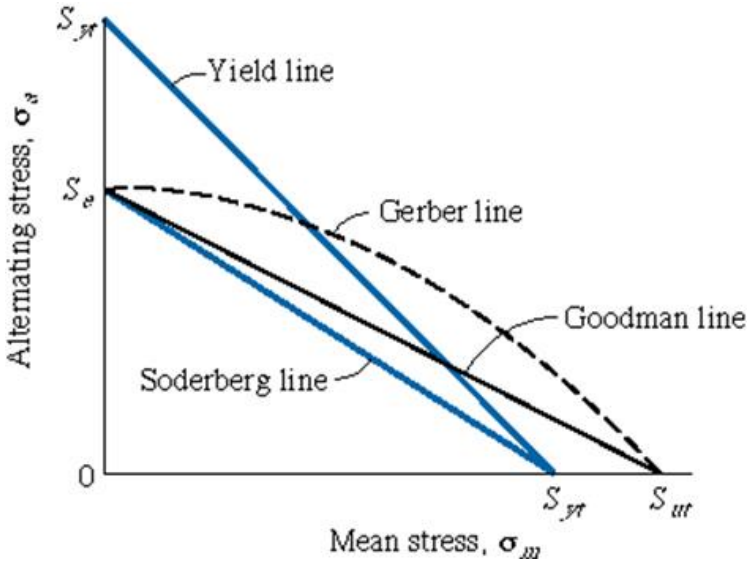
Para establecer la formulación de las relaciones lineales de la Figura 3.47 se usa la ecuación de la recta en su forma:

$$\frac{x}{a} + \frac{y}{b} = 1 \quad (3.99)$$

Dónde:

a y b son las intercepciones de x e y respectivamente.

Figura 3.47 Curvas de resistencia a la fatiga bajo esfuerzos fluctuantes.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



De la figura y la ecuación de la recta, se obtienen las siguientes relaciones para el cálculo del factor de seguridad o diseño para cargas fluctuantes:

Soderberg:

$$\frac{\sigma_a}{S_e} + \frac{\sigma_m}{S_y} = \frac{1}{n} \text{ (3.100)}$$

Goodman modificada:

$$\frac{\sigma_a}{S_e} + \frac{\sigma_m}{S_u} = \frac{1}{n} \text{ (3.101)}$$

Gerber:

$$\frac{n \cdot \sigma_a}{S_e} + \left(\frac{n \cdot \sigma_m}{S_u}\right)^2 = 1 \text{ (3.102)}$$

Para la ecuación de la curva de Gerber se utiliza una parábola invertida de vértice: $(\sigma_m, \sigma_a) = (0, S_e)$.

La presencia del factor de seguridad o de diseño consiste en una transformación algebraica, la cual no tiene efecto sobre el concepto estudiado. Esta transformación viene del hecho que la formulación original utiliza S_a y S_m en vez de $n \cdot \sigma_a$ y $n \cdot \sigma_m$.

3.3.3.3 ANÁLISIS DE FALLA DE UNIÓN PERMANENTE Y NO PERMANENTE

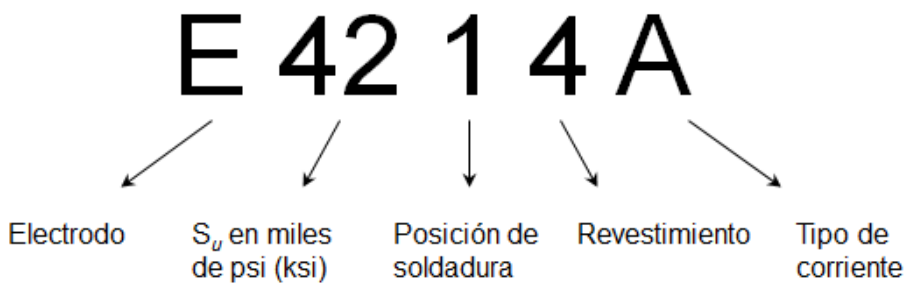
Al momento de efectuar el montaje de las estructuras diseñadas, se debe considerar los tipos de unión de elementos y piezas para asegurar el correcto funcionamiento del sistema instalado, es por esto que se debe estudiar como fallan las estructuras en sus uniones, que, como se verá en esta tesis, son los puntos donde el estado de esfuerzos tiende a ser el más crítico.

3.3.3.3.1 TEORÍA DE FALLA EN SOLDADURA.

La unión permanente más utilizada, en cuanto a confección de estructuras se refiere, es la denominada como soldadura.

En la Figura 3.48 se puede apreciar cómo se identifica simbólicamente la soldadura estándar AWS con la ubicación de los elementos del símbolo.

Figura 3.48 Simbología de soldadura.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Las propiedades mínimas para distintas clases de electrodos se aprecian en la Figura 3.49

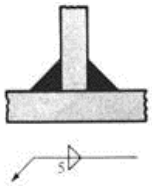
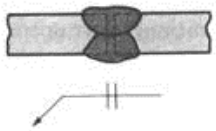
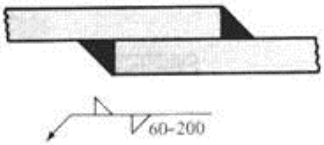
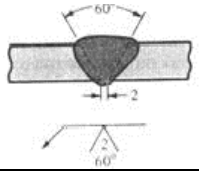
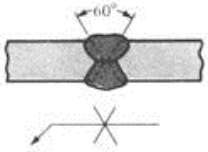
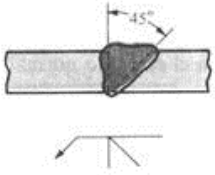
Figura 3.49 Propiedades para distintas clases de electrodos.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

Electrode Number	Ultimate tensile strength, S_u, ksi	Yield strength, S_y, ksi	Elongation, e_k, percent
E60XX	62	50	17-25
E70XX	70	57	22
E80XX	80	67	19
E90XX	90	77	14-17
E100XX	100	87	13-16
E120XX	120	107	14

Tipos de Soldaduras.

Existen 2 tipos de soldar estructuras, y por ende, 2 formas de diseñarlas para evitar la falla en ellas. Estas son denominadas con sus formas características según los casos mencionados en la tabla 3.2.

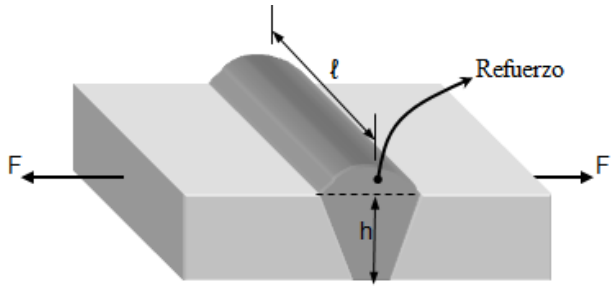
Tabla 3.2 Tipos de soldadura.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

Soldadura a tope o en ranura	Soldadura de filete, chaflán o listón
Depende del biselado de las planchas a unir	Junta en T por ambos lados. 
Con extremos planos, soldadura por ambos lados de la junta. 	Junta en traslape con desplazamiento de 60 [mm] y 200 [mm] entre centros. 
Con ranura en V sencilla, bisel doble a 60° y abertura de raíz de 2 [mm]. 	
Con ranura doble V (o en X), bisel doble a 60°. 	
Con ranura en media V, bisel sencillo a 45° 	

3.3.3.3.1.1 DISEÑO DE SOLDADURA A TOPE O EN RANURA.

Como se puede apreciar en la Figura 3.50, las soldaduras están sometidas a esfuerzos normales y cortantes, que, al ser calculados se deben comparar con los esfuerzos admisibles de la misma, que dependen del electrodo y del tipo de estructura a soldar:

Figura 3.50 Diseño de soldadura a tope.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



El esfuerzo normal medio (tracción o compresión) es:

$$\sigma_{Weld} = \frac{F}{h \cdot l} \quad (3.103)$$

Y el esfuerzo medio debido a una carga cortante es:

$$\tau_{Weld} = \frac{F}{h \cdot l} \quad (3.104)$$

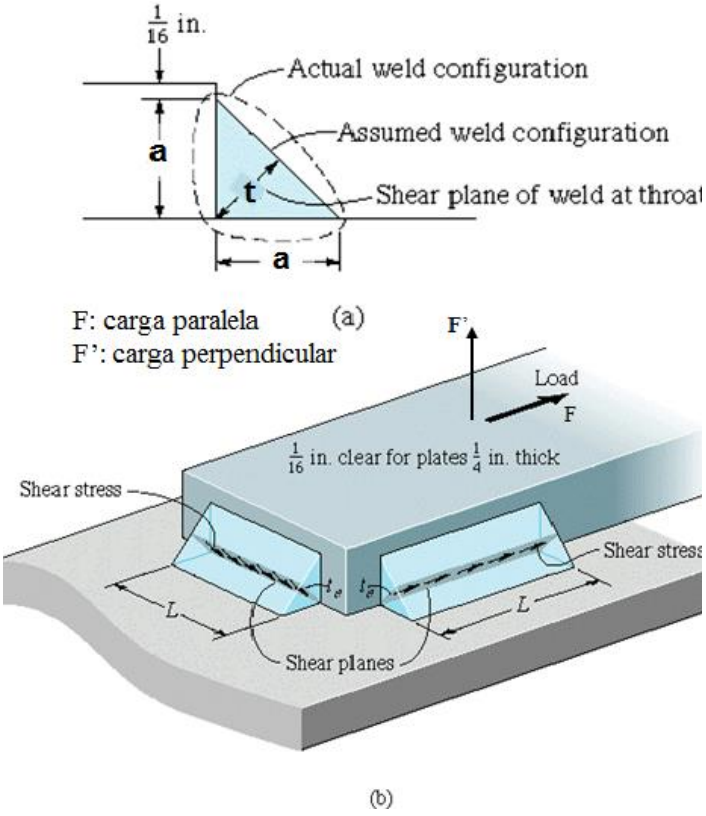
Y el factor de seguridad o de diseño para el estado de esfuerzos en la soldadura viene dado por:

$$n = \frac{\sigma_{adm}}{\sigma_{Weld}} \; ; \; n = \frac{\tau_{adm}}{\tau_{Weld}} \quad (3.105)$$

3.3.3.3.1.2 DISEÑO DE SOLDADURA DE FILETE, CHAFLÁN O LISTÓN

La Figura 3.51 muestra (a) la vista en corte de una soldadura mostrando la garganta y (b) una vista general, mostrando los planos de corte.

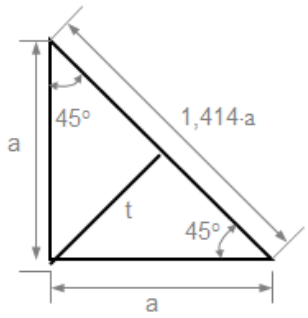
Figura 3.51 Diseño de soldadura de filete.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Independientemente del tipo de carga, se ha determinado, tanto experimental como teóricamente, que la falla se produce por esfuerzo cortante en el área de la garganta.

En el caso de una carga paralela F (Figura 3.51) se puede inferir que el esfuerzo cortante va a estar dado por:

Figura 3.52 Caso carga paralela en soldadura de filete.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



$$\tau = \frac{F}{A}\ ;\ \tau = \frac{F}{l \cdot t} \rightarrow t = 0{,}707a \quad (3.106)$$

Para el cálculo del cordón de soldadura, se realizan las siguientes suposiciones:

- La soldadura de filete se considerará como una línea, es decir, el área es tan pequeña, que el cordón de soldadura no tiene espesor.
- Se debe determinar la fuerza máxima por unidad de longitud del cordón.

Fórmulas de esfuerzo lineal, para distintos tipos de carga.

En el caso que exista tensión o compresión, el esfuerzo lineal será:

$$f_{te} = \frac{P}{A_w} \quad (3.107)$$

Cuando exista flexión, el esfuerzo lineal será:

$$f_f = \frac{M}{Z_w} \quad (3.108)$$

Cuando exista torsión, el esfuerzo lineal será:

$$f_t = \frac{T \cdot c}{J_w} \quad (3.109)$$

Mientras que de existir una fuerza cortante, el esfuerzo lineal será:

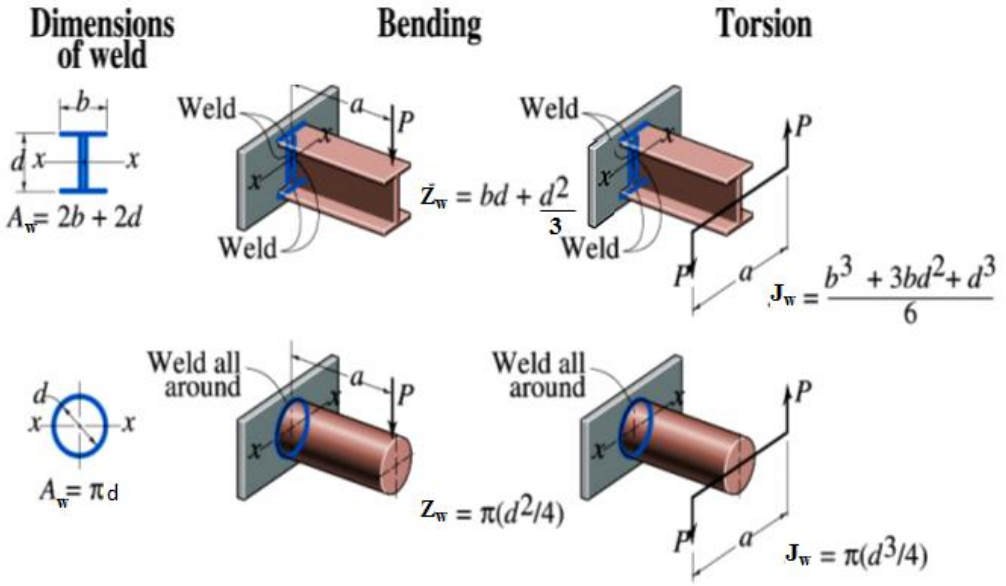
$$f_c = \frac{V}{A_w} \quad (3.110)$$

Dónde:

A_w: Valor especial de área
Z_w: Valor especial de módulo resistente de inercia.
J_w: Valor especial de módulo polar de inercia.

En la Figura 3.53 se puede apreciar como calcular dichos valores especiales según las cargas aplicadas a distintas geometrías.

Figura 3.53 Cálculo de valores especiales según carga aplicada a geometrías de interés.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Es importante tener claro que el módulo resistente de una sección delgada, es igual al módulo resistente de la sección, multiplicado por el espesor, como se aprecia a continuación:

$$\left(\sigma = \frac{M}{Z}\right)_{Weld} \approx \frac{M}{Z_w \cdot t} \rightarrow f_f = \sigma \cdot t \rightarrow \sigma \cdot t = \frac{M}{Z_w} \quad (3.111)$$

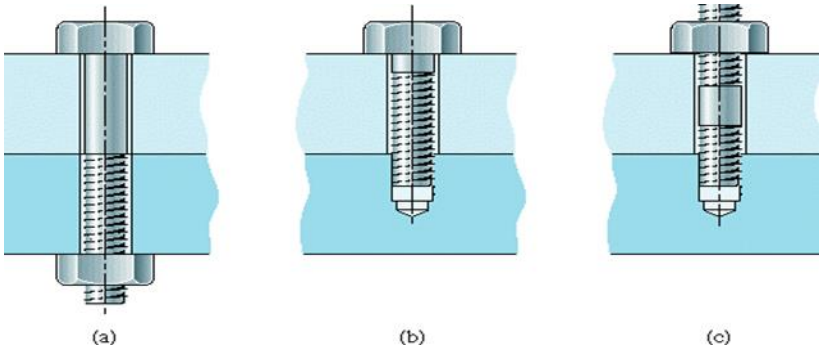
Finalmente, para diseñar cordones de soldadura de este estilo, se debe obtener la carga total sobre el cordón, para luego comparar el esfuerzo cortante de trabajo con el esfuerzo cortante admisible:

$$\tau_{trab} = \frac{f_{total}}{t} < \tau_{adm} \rightarrow \frac{0{,}707a}{n} = \frac{f_{total}}{\tau_{adm}} \quad (3.112)$$

3.3.3.3.2 TEORÍA DE FALLA EN PERNOS.

El objetivo es sujetar 2 o más piezas a través de una perforación en ellas, de forma desmontable (Figura 3.54).

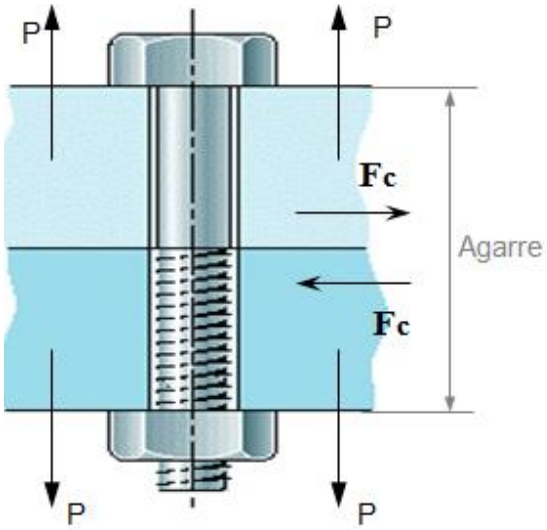
Figura 3.54 Formas de unión no permanente mediante elementos roscados.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Donde en (a) la unión es efectuada por perno y tuerca, en (b) por tornillo y en (c) por espárrago y tuerca.

Si bien existen variados métodos de uniones no permanentes, para esta tesis se necesita estudiar el caso particular de la unión por perno y tuerca (Figura 3.55).

Figura 3.55 Conexión con perno cargada en tensión por la fuerza P.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.



Como se puede apreciar en la figura 3.55, la conexión por perno se encuentra cargada por una fuerza de tensión P y fuerzas cortantes internas Fc. Dado que en estructuras unidas con pernos (desmontables) la fuerza de apriete no es suficientemente alta, la teoría de falla para estudiar la condición mostrada es la teoría del esfuerzo cortante máximo (ya enunciada en este marco teórico), ya que ese es el método de falla más común en los elementos de estudio, dado que son, en su mayoría, diseñados a partir de materiales dúctiles. Por lo tanto, el factor de seguridad o de diseño para el caso de estudio es:

$$n = \frac{S_{sy,perno}}{\tau_{trab,perno}} \quad (3.113)$$

3.4 DISEÑO DE CONDUCTOS DE AIRE

3.4.1 GENERALIDADES

En todo sistema de ensayos de turbinas eólicas, se vuelve primordial estudiar las posibilidades de canalización de flujo. Este es fundamental para producir la cantidad de aire necesario en las condiciones térmicas adecuadas, con el propósito de enviar dichas partículas al elemento de generación que lo necesita y distribuirlo de la mejor manera en el mismo.

El cálculo correcto de un sistema de distribución incluye:

- El dimensionado de la red de conductos, que deberá :
    - Repartir el aire en todos y cada uno de los difusores, según las necesidades establecidas en los cálculos.
    - Trabajar con una caída de presión total del sistema adecuada a la máquina o ventilador seleccionado (que la intersección de sus curvas de funcionamiento proporcione el caudal requerido con un rendimiento del ventilador aceptable).
    - Cumplir con las características constructivas del conducto (altura máxima, trazado impuesto, otros).
    - Acercarse en lo posible a un óptimo dimensionamiento económico, minimizando el coste total suma de inversión (conducto + ventilador), operación (energía consumida) y mantenimiento.

- La distribución de aire, en función de:
    - Caudal de aire requerido (dependiendo de las cargas y las condiciones de impulsión).

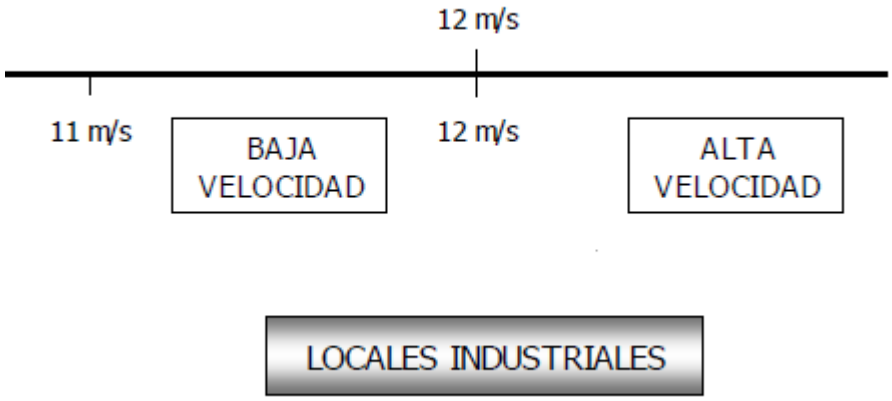
- Su proyección o alcance (dependiente de las dimensiones del aerogenerador y del tipo de difusor).
- Su nivel de ruido (función de la actividad que se vaya a desarrollar).

3.4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE AIRE

Los sistemas de distribución de aire, tanto de impulsión como de retorno, se clasifican en función de su velocidad máxima y/o en función de la presión total del aire en los conductos. Además otro aspecto que caracteriza a los conductos y que no debe perderse de vista es su costo de fabricación.

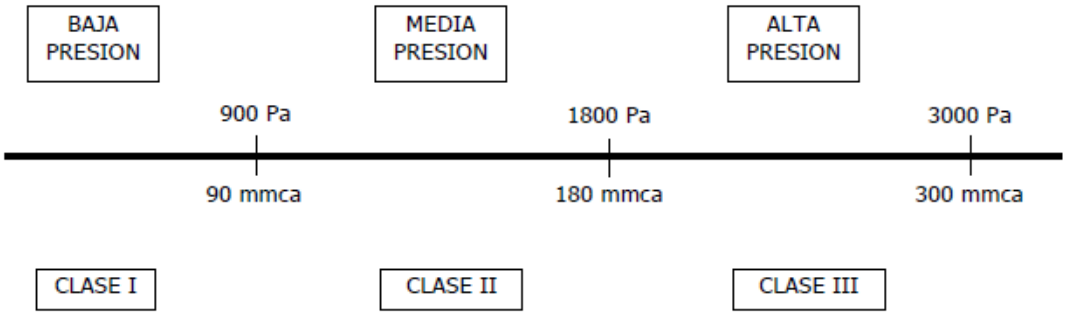
Discriminando por velocidad, los canalizadores pueden clasificarse de pequeña velocidad (sistemas convencionales) y de gran velocidad. La línea divisoria entre estos sistemas es imprecisa, pero diversos estudios muestran que para velocidades superiores a 12 [m/s] en zonas industriales, el sistema se considera de alta velocidad, como muestra la Figura 3.56.

Figura 3.56 Sistemas de distribución de aire en función de su velocidad.
Fuente: Capítulo 2, conductos de Aire.



De la misma manera, si se considera la presión total, los sistemas de distribución de aire se dividen en tres categorías: Baja, media y alta presión. Esta clasificación corresponde a la misma que utilizan los ventiladores, que se clasifican como clase I, clase II y clase III (Figura 3.57).

Figura 3.57 Sistemas de distribución de aire en función de la presión.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.



Si se toma en consideración el costo del conducto, para conductos rectangulares existe una vinculación entre costo y perímetro (que aumenta con la relación anchura/altura).

Esto lleva a utilizar, si es que se da la posibilidad, la relación 1:1. La figura 3.58 expone los valores recomendados en términos de dimensión para minimizar los costos.

Figura 3.58 Sistemas de distribución de aire en función de su costo.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.

Clase	Dimensión mayor	Semiperímetro
1	15 – 45 cm.	25 – 60 cm.
2	30 – 60 cm.	60 – 120 cm.
3	65 – 100 cm.	80 – 120 cm.
4	60 – 125 cm.	120 – 240 cm.
5	120 – 230 cm.	240 – 450 cm.
6	230 – 370 cm.	240 – 610 cm.

Como se puede apreciar, no es aconsejable pasar de la relación 7:1, ya que esta duplicaría el costo del conducto para un mismo caudal de aire manejado.

3.4.3 ECUACIÓN GENERAL DE LA ENERGÍA

3.4.3.1 ECUACIÓN DE BERNOULLI

La energía total por unidad de tiempo de una corriente fluida en un sistema abierto se establece como la suma de su energía interna, su flujo de trabajo, su energía cinética y su energía potencial, por el flujo másico circulante (ecuación 3.114):

$$E_i = \dot{m}_i \cdot \left(u_i + \frac{P_i}{\rho_i} + \frac{v_i^2}{2} + g \cdot z_i\right) \text{ (3.114)}$$

Dónde:

E_i: Energía por unidad de tiempo de la corriente "i" [W]
$\dot{m}_i$: Flujo másico de la corriente "i" [kg/s]
u_i: Energía interna de la corriente "i" [J/kg]
P_i: Presión de la corriente "i" [Pa]
ρ_i: Densidad de la corriente "i" [kg/m3]
v_i: velocidad de la corriente "i" [m/s]
g: Aceleración de gravedad [m/s2]
z_i: Altura o elevación sobre un plano arbitrario de la corriente "i" [m]

En un conducto de aire cuya temperatura se puede asumir constante, se puede determinar que no existe variación de la energía interna del fluido.

Si no existieran perdidas de energía por roce, se obtendría la ecuación de Bernoulli (3.115), en la que se afirma que la suma de energía en forma de presión, en forma cinética y en forma potencial, se mantiene constante a lo largo de un mismo conducto (sin bifurcaciones o uniones).

$$\frac{P_i}{\rho_i} + \frac{v_i^2}{2} + g \cdot z_i = Cte \left[\frac{m^2}{s^2}\right] \text{ (3.115)}$$

Expresando dicha ecuación en términos de presión (multiplicando todo por la densidad), se obtiene la ecuación 3.116:

$$P_i + \frac{\rho_i \cdot v_i^2}{2} + \gamma_i \cdot z_i = Cte\ [Pa] \text{ (3.116)}$$

Donde γ_i es la masa específica del fluido [Pa/m].

O en términos de altura del fluido utilizado (3.117):

$$\frac{P_i}{\gamma_i} + \frac{v_i^2}{2g} + z_i = Cte\ [m] \text{ (3.117)}$$

3.4.3.2 PRESIÓN ESTÁTICA, PRESIÓN DINÁMICA Y PRESIÓN TOTAL

La presión estática se define como la fuerza por unidad de superficie ejercida por el fluido sobre las paredes del conducto, se representa por "P" y se mide en Pascales [Pa] o en [mm.c.a.] (1 [atm] = 101325 [Pa] = 10332 [mm.c.a.] lo que equivale a que 1 [mm.c.a] = 9,8 [Pa] ≈ 10 [Pa]).

La presión dinámica se representa por "Pv", y es la correspondiente a la velocidad del fluido. A partir de la ecuación 3.118 se define como:

$$P_v = \frac{\rho_i \cdot v_i^2}{2} \text{ (3.118)}$$

También existe la presión por diferencia de cotas, representada por la ecuación 3.119:

$$P_{cota} = \gamma_i \cdot z_i \text{ (3.119)}$$

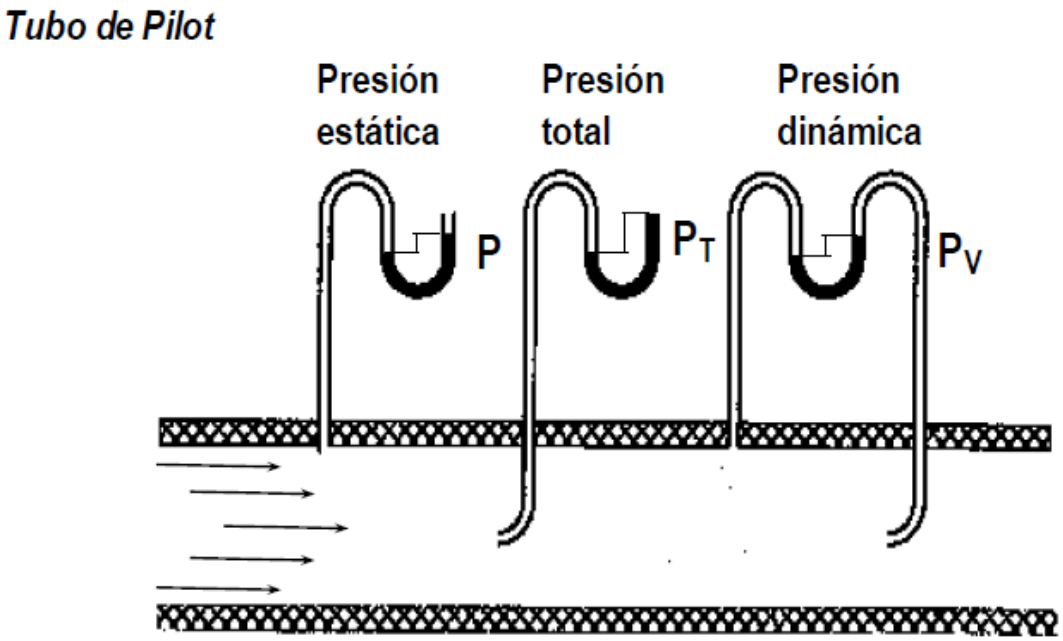
La variación de presión por diferencia de cotas se producirá tanto en el interior como en el exterior del conducto, por lo que su influencia en los posteriores cálculos se vuelve nula (independientemente que la red de conducto se desarrolle de forma horizontal o vertical), es por ello, que no se contabiliza normalmente, y se define la presión total independientemente de la presión por diferencia de cotas (la presión total de forma absoluta debe contabilizar dicho término).

La presión total de un sistema se determina sumando la presión estática con la dinámica:

$$P_T = P + P_v \text{ (3.120)}$$

En la figura 3.59 se representa la medida de dichas presiones utilizando el tubo de Pilot:

Figura 3.59 Representación gráfica de toma de medidas de presión.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.



De acuerdo con la ecuación 3.118, se puede observar que la medida de la presión dinámica es una forma indirecta de medir la velocidad del fluido, sin embargo, en la misma ecuación se observa que valores de velocidad de 4 m/s (velocidades normales en conductos de baja velocidad), equivalen aproximadamente a 1 mm.c.a. de presión, y se vuelve complicado observar con precisión presiones tan bajas (aproximadamente 10 Pa), por lo que para medir bajas velocidades de aire en conductos se utilizan otras técnicas. Una velocidad de 6 m/s equivale aproximadamente a 2,25 mm.c.a. (22,5 Pa), por lo que el tubo de Pilot se suele emplear para velocidades superiores a 6 m/s.

3.4.4 COMPONENTES FUNDAMENTALES DE UNA RED DE CONDUCTOS

3.4.4.1 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

A continuación se definen los principales conceptos que se utilizan en la nomenclatura de una red de conductos:

- **TRAMO:** Conducto de igual sección que se extiende entre dos bifurcaciones, o entre una bifurcación y una boca. Un tramo puede contener una cantidad de accesorios dados, tales como codos, obstáculos o compuertas de regulación, además de la transformación respecto al tramo anterior.

  Algunos tramos especiales a tener en cuenta en cualquier instalación son:

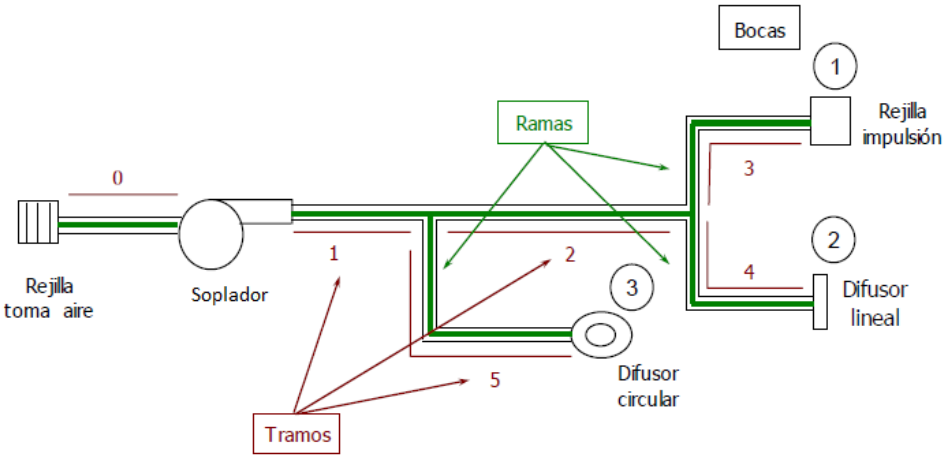
  - Primer tramo: Será aquel que partiendo del soplador inicia la red de impulsión.
  - Tramos a bocas: Conducen el aire a cada boca de impulsión.
  - Tramo de retorno: En caso de existir una sola rejilla de retorno será el tramo que una a ésta con el soplador o equipo.

- **BOCA:** Elemento utilizado para coincidir con cada uno de los elementos de difusión de aire.

- **RAMA:** Son los diferentes recorridos (conjunto de tramos, si es que existieran) que se pueden establecer desde el soplador hasta los aerogeneradores (existirá una rama por cada boca de impulsión). Análogamente se pueden definir en la red de retorno (rejilla retorno hasta el soplador, si es que existiera).

En la figura 3.60 se puede apreciar un sistema de impulsión que contempla todas nomenclaturas anteriormente definidas

Figura 3.60 Nomenclatura en una red de conductos.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.



3.4.4.2 ACCESORIOS DEL SISTEMA DE CONDUCTOS

En el desarrollo de un sistema de conductos se debe tener de en cuenta una serie de elementos que forman parte de dicha instalación, entre los que se destacan:

3.4.4.2.1 CONDUCTOS

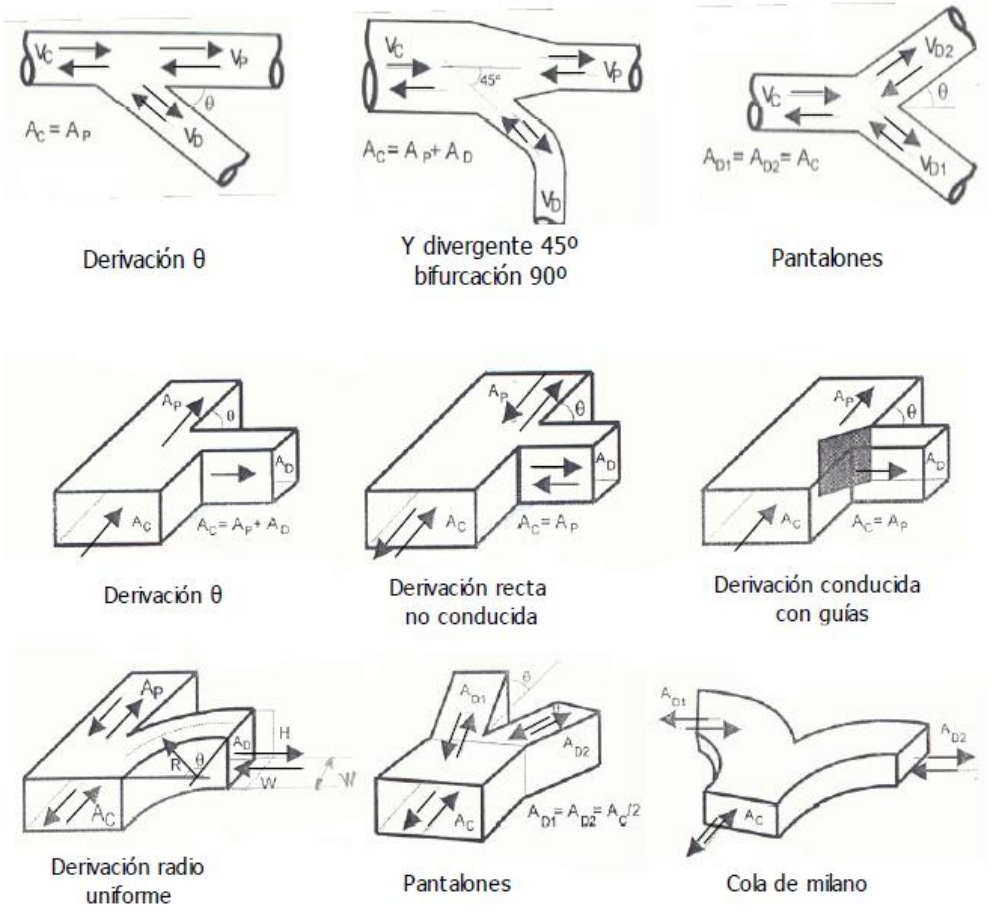
Los conductos de aire pueden ser rectangulares o circulares. Cualquier tipo de material empleado en la construcción de conductos debe tener la propiedad de no propagar el fuego, no desprender gases tóxicos en caso de incendio y, además, ser capaz de resistir mecánicamente los esfuerzos producidos por su peso, las manipulaciones a las que sean sometidos y las vibraciones producidas por el paso del aire por su interior. En la mayoría de las aplicaciones estos conductos son de chapa de acero galvanizada o de materiales aislantes, como, por ejemplo, la fibra de vidrio aglomerada.

Un caso particular de conductos circulares son los conductos metálicos flexibles, que suelen emplearse como elementos terminales de la instalación para conectar con la boca de impulsión.

3.4.4.2.2 DERIVACIONES

Las derivaciones son accesorios que se emplean para bifurcar conductos y de esta forma repartir la corriente de fluido. Tanto en los conductos rectangulares como en los circulares se pueden instalar varios tipos de derivaciones. En la figura 3.61 se presentan los tipos de derivaciones más comúnmente empleados.

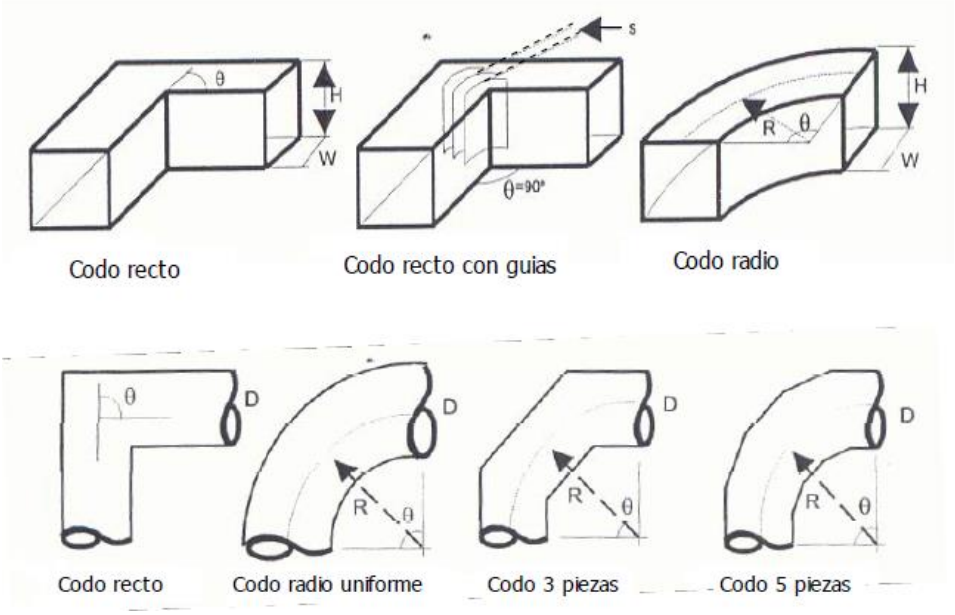
Figura 3.61 Tipos de derivaciones circulares y rectangulares.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.



3.4.4.2.3 CODOS

Son elementos que se emplean en una instalación para modificar la dirección de la corriente del flujo. En los conductos circulares y rectangulares pueden establecerse distintos tipos de codos, como se puede observar en la Figura 3.62:

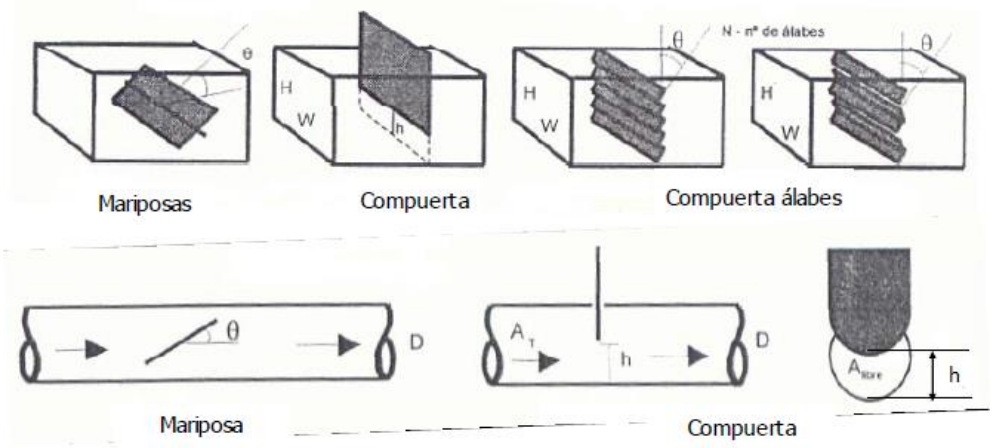
Figura 3.62 Tipos de codos circulares y rectangulares.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.



3.4.4.2.4 COMPUERTAS Y MARIPOSAS

Corresponden a accesorios utilizados para limitar y/o controlar el paso de caudal a través de un conducto. En la figura 3.63 se representan los más comúnmente empleados junto con los parámetros de fabricación.

Figura 3.63 Tipos de compuertas y mariposas circulares y rectangulares.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.

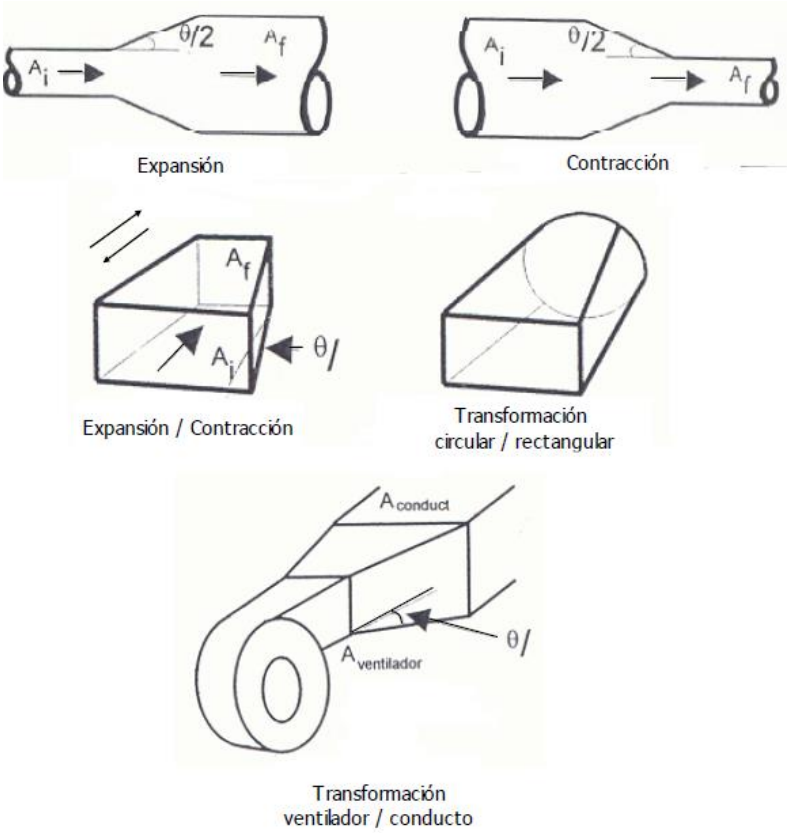


3.4.4.2.5 TRANSFORMACIONES

Son empleadas para unir dos conductos de diferente forma o sección recta. La pendiente más recomendable para reducir la sección del conducto es la de 15%. Cuando sea imposible llegar a este valor, puede aumentarse la inclinación hasta un máximo del 25%.

Algunos tipos de transformaciones se pueden observar en la figura 3.64, tanto para conductos rectangulares como para conductos circulares.

Figura 3.64 Distintos tipos transformaciones entre conductos o entre conductos y sopladores.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.

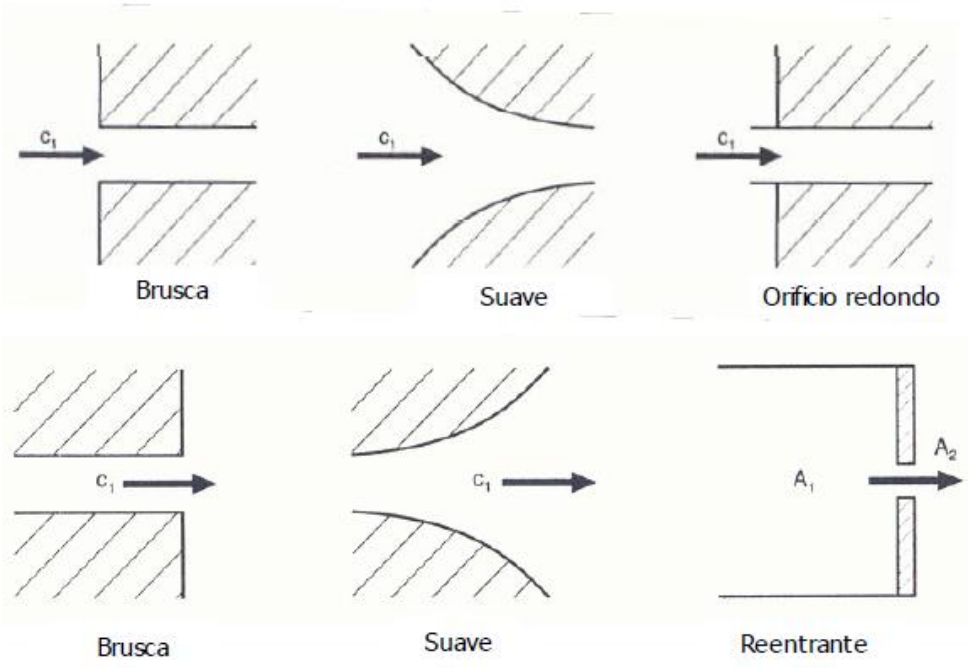


Como casos particulares de las transformaciones, se encuentran la expansión y la contracción. La primera de ellas tiene lugar cuando la conducción aumenta sus dimensiones de manera gradual, al final de la expansión se produce el efecto de recuperación estática. Si la conducción disminuye sus dimensiones de manera gradual se denomina contracción, la cual produce un incremento de velocidad y una disminución de presión a la salida.

3.4.4.2.6 ENTRADAS Y SALIDAS DE CONDUCTOS

En ocasiones, el aire precisa pasar desde un conducto de gran tamaño, a un conducto de menor tamaño, o viceversa. Esta entrada, o salida, se puede producir de diversas formas, como se aprecia en la figura 3.65.

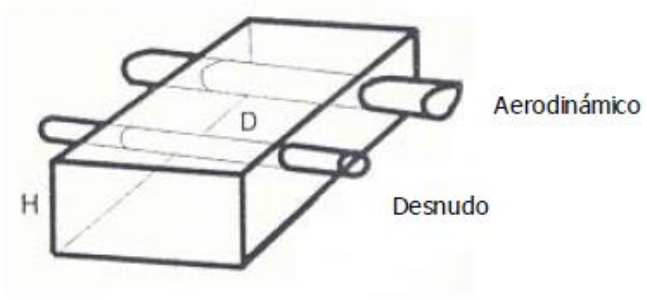
Figura 3.65 Tipos de entradas y salidas.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.



3.4.4.2.7 OBSTÁCULOS INTERNOS

Las tuberías, conducciones eléctricas, elementos estructurales y otros obstáculos deben evitarse siempre en el interior de los conductos, especialmente en codos y derivaciones. Estos originan grandes pérdidas de carga innecesarias y pueden ser fuentes de ruidos en la corriente de aire. En la figura 3.66 se muestran dos tipos de obstáculos internos, uno desnudo y otro con protección aerodinámica.

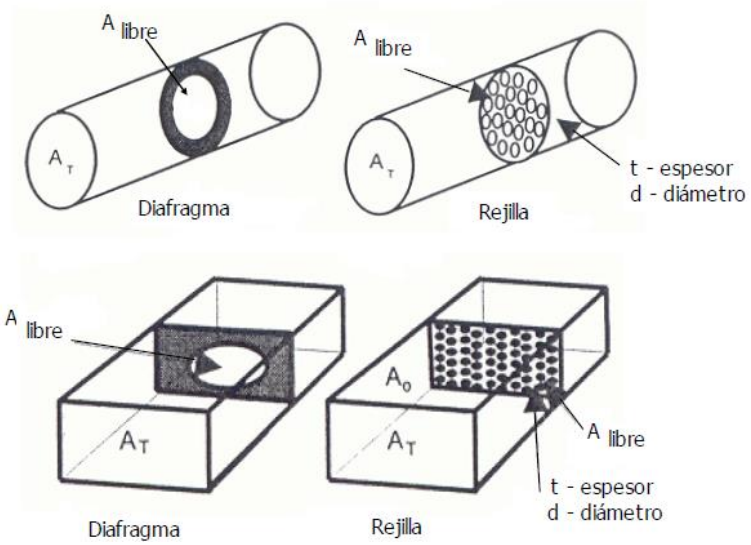
Figura 3.66 Tipos de obstáculos internos.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.



3.4.4.2.8 DIAFRAGMAS Y REJILLAS AGUJEREADAS (BOCA)

Estos elementos permiten equilibrar las conducciones en cuanto a la pérdida de carga se refiere, aportando al fluido una pérdida de carga adicional. Se emplean en conducciones rectangulares y en conducciones circulares (figura 3.67).

Figura 3.67 Tipos de diafragmas y rejillas agujereadas.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.



Con objetivo de ordenar el flujo en la salida al aerogenerador, se pueden implementar estos elementos en la salida del sistema de impulsión, obteniendo un flujo ordenado en la misma.

3.4.5 PERDIDA DE CARGA

La pérdida de carga (o pérdida de energía) se puede definir como la diferencia de presión hidrostática existente entre dos puntos de un ducto, que se debe a la energía perdida por el roce existente entre el fluido y las paredes de la conducción.

En otras palabras, el fluido que circula por el interior de un conducto experimenta una pérdida de presión estática, una pérdida de velocidad (presión dinámica) y una pérdida por calentamiento (efecto Joule) debido al roce con las paredes del conducto. En cualquiera de los tres casos mencionados, el fluido siente una pérdida de energía (en forma de presión estática, en forma de presión dinámica y por calentamiento) que se la denomina "pérdida de carga".

Si no existieran pérdidas de energía por roce se obtiene la ecuación de Bernoulli (3.115), en la cual se afirma que la energía en forma de presión, más la energía en forma cinética, más la energía en forma potencial se mantiene constante a lo largo de un mismo conducto (sin bifurcaciones o uniones).

3.4.5.1 CLASIFICACIONES

La pérdida de carga depende de varios factores; los relativos al fluido son:

- La velocidad del fluido en el interior de los conductos
- Viscosidad
- Densidad

Y los relativos al conducto:

- Longitud de los conductos
- Sección transversal
- Rugosidad superficial de la pared interior

Suponiendo que se dispone de dos conductos de las mismas dimensiones y longitudes, pero de materiales con distinta rugosidad superficial, y se hace circular a la misma velocidad un fluido como el aire (el fluido de interés de esta tesis); Si se determina la pérdida de carga en los conductos, se puede observar que el conducto con mayor rugosidad superficial en la pared habrá producido una pérdida de carga mayor.

Ahora bien, en la mayoría de los casos, el aire no sólo circula por conductos rectos, sino que también circula a través de otros elementos que también producen pérdidas de presión, como son codos, derivaciones, difusores, etc.

3.4.5.2 ROCE DEBIDO A LA CIRCULACIÓN DEL FLUIDO POR EL CONDUCTO

Cuando un fluido circula por un ducto existen pérdidas de energía por roce (las cuales finalmente se convierten en calor), lo que se traduce, hablando en términos de presión, en una pérdida de presión total del sistema. Así, aplicando la ecuación de Bernoulli entre dos puntos cualesquiera de un conducto se puede decir que:

$$P_1 + \frac{\rho \cdot {v_1}^2}{2} + \gamma \cdot z_1 = P_2 + \frac{\rho \cdot {v_2}^2}{2} + \gamma \cdot z_2 + \Delta P_f \quad (3.121)$$

(Se han considerado invariantes las propiedades del fluido, es decir, se considera el fluido incompresible).

La pérdida de presión de un fluido que circula a través de una tubería la estableció Darcy Weisbach y Colebrook mediante la ecuación 3.122:

$$\Delta P_f = f \cdot \frac{L}{D_h} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \quad (3.122)$$

Dónde:

ΔP_f: Pérdida de presión por circulación [Pa]
f: Factor de fricción [-]
L: Longitud del ducto [m]
D_h: Diámetro hidráulico del ducto [m]
ρ: Densidad del fluido [kg/m3]
v: Velocidad del fluido [m/s]

El diámetro hidráulico para tuberías rectangulares se calcula mediante la ecuación 3.123:

$$D_h = \frac{4 \cdot S}{P} \quad (3.123)$$

Dónde:

S: Sección transversal al paso del fluido [m2]
P: Perímetro mojado [m]

Este valor sirve para comprender de qué diámetro debería ser una tubería cilíndrica para aportar el mismo caudal que la tubería rectangular.

El factor de fricción (f) depende del régimen de circulación (número de Reynolds), y de la rugosidad relativa de la tubería, que se definen por las ecuaciones 3.124 y 3.125:

$$R_e = \frac{\rho \cdot v \cdot D_h}{\mu} \quad (3.124)$$

Dónde:

R_e: Número de Reynolds [-]
μ: Viscosidad Dinámica [kg/(m s)]
μ/ρ: Viscosidad Cinemática [m2/s]

$$\varepsilon_r = \frac{\varepsilon_a}{D_h} \quad (3.125)$$

Dónde:

ε_r: Rugosidad relativa [-]
ε_a: Rugosidad absoluta de la tubería [m]

Utilizando los valores obtenidos en las ecuaciones 3.124 y 3.125, se puede utilizar la siguiente función empírica, llamada fórmula de Colebrook, que permite el cálculo del factor de fricción:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -0{,}86858 \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon_r}{3{,}7} + \frac{2{,}51}{R_e \cdot \sqrt{f}}\right) \quad (3.126)$$

Ahora bien, tanto la pérdida de carga como el factor de fricción dependen de las propiedades del fluido, las cuales van cambiando con la longitud recorrida de conducto.

Los materiales utilizados en las conducciones de aire, con indicación de su rugosidad absoluta se muestran en la tabla 3.3:

Tabla 3.3 Valores de rugosidad absoluta para distintos materiales.
Fuente: Capítulo 2, conductos de aire.

Material	Rugosidad absoluta (ε_a en mm)
Acero inoxidable	0,05
Chapa galvanizada	0,14
Desarrollo de gráficos	0,31
Fibra de vidrio	0,58
Ladrillo enfoscado cemento	3,25

3.4.5.3 PERDIDA DE CARGA EN ACCESORIOS

Cualquier elemento se conoce como accesorio en una red de conductos cuando produzca una modificación (aunque sea momentánea y después se recupere) de la velocidad del aire o de su trayectoria.

Dicha modificación de su velocidad o trayectoria produce en el aire una pérdida de energía proporcional a la energía cinética que lleve en dicho instante, es decir, que se produce una pérdida de presión total proporcional a la presión dinámica que lleve el aire.

$$\Delta E_{total} = K_1 \cdot \frac{v^2}{2} \text{ (3.127)}$$

$$\Delta P_{total} = K_2 \cdot P_v \text{ (3.128)}$$

Dicha constante de proporcionalidad es función del tipo de accesorio, y se conoce como coeficiente de pérdida dinámica (ecuación 3.129).

$$\Delta P = C \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \text{ (3.129)}$$

Dónde:

ΔP: Pérdida de presión [Pa]
C: Coeficiente de pérdida dinámica [-]
v: Velocidad [m/s]

El problema queda resuelto si se conoce, para cada accesorio, su coeficiente de pérdida de carga (C). Dichos coeficientes se facilitan para distintos accesorios rectangulares y circulares.

Cuando en el accesorio el aire cambia de velocidad (por cambio de sección), el coeficiente de pérdida dinámica siempre se refiere a la velocidad de entrada al accesorio.

Si se quiere referirlo a la velocidad de salida del accesorio, deberemos transformar la "C" del accesorio mediante:

$$C' = C \cdot \frac{v^2}{{v_s}^2} \text{ (3.130)}$$

Donde v_s es la velocidad de salida del accesorio [m/s].

3.4.6 TÚNELES DE VIENTO

El conducto más utilizado en el análisis de la aerodinámica de aerogeneradores es el denominado túnel de viento. Una definición general del equipo transportador de flujo dice que es una herramienta de investigación desarrollada para ayudar en el estudio de los efectos del movimiento del aire alrededor de objetos sólidos. Con dicha herramienta se simulan las condiciones que experimentará el objeto de la investigación en una situación real.

En un túnel de viento, el objeto de estudio permanece estático mientras se proporciona un caudal de aire para hacerlo funcionar. Adicionalmente, estos conductos son utilizados para estudiar los fenómenos que se manifiestan cuando el aire actúa en objetos como aviones, aerogeneradores, misiles, automóviles, edificios o puentes.

3.4.6.1 FUNCIONAMIENTO

El aire es soplado o aspirado a través de un conducto equipado con rejillas estabilizadoras al comienzo para garantizar que el flujo se comporte de manera laminar o con obstáculos u otros objetos si se desea que se comporte de forma turbulenta. Los modelos se montan para su estudio en una balanza a la cual se le instalan sensores que perciben la información necesaria para calcular los datos fundamentales para el estudio del equipo (en el caso de esta tesis, un aerogenerador), como lo son las velocidades del flujo, temperatura, presión, altitud, corriente y voltaje generado.

Los resultados prácticos deben ser comparados con los resultados teóricos, teniendo fundamentalmente en cuenta el Número de Reynolds y el Número de Mach que constituyen los criterios de validación en las pruebas con modelos a escala y reales.

Aunque hay muchos tipos de túneles aerodinámicos, en general pueden definirse como conductos que llevan en alguna parte de su trayectoria un ventilador accionado por un motor, que se encarga de que el aire fluya de manera constante. Usualmente los álabes del ventilador son diseñados según el tipo de túnel que se construirá, de manera similar a como se hacen las alas de los aviones. El túnel cuenta con una entrada convergente y una expansión en la salida. La parte de más interés para la experimentación es la sección conocida como cámara de pruebas, que debe, generalmente, ser transparente, para permitir la observación e incluso la filmación; en ella se instala el modelo y diferentes elementos que permiten la medición de las fuerzas que experimenta éste y las condiciones del aire que atraviesa esa sección. Es importante que la cámara de pruebas sea la de menor área, ya que, debido a la ley de conservación de la masa, genera una mayor velocidad cerca del modelo; ahorrando energía en el ventilador, ya que, de ser esto posible, será capaz de generar el

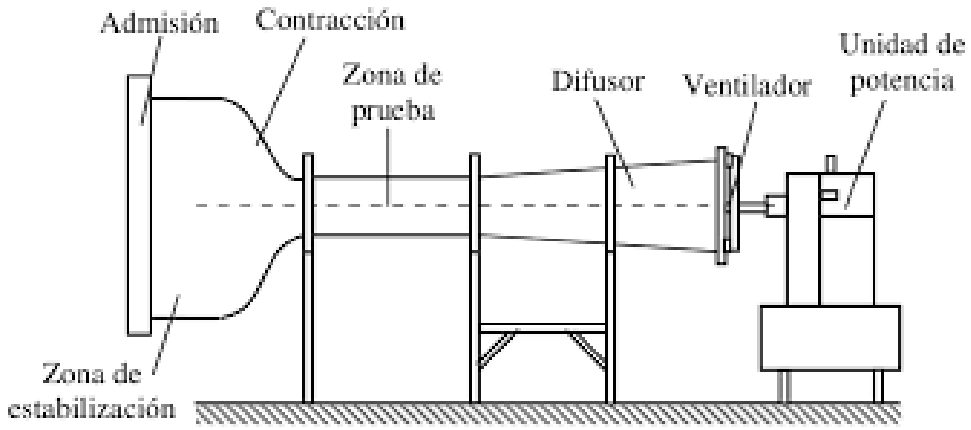
mismo efecto en la cámara para potencias menores, además de que reduce las pérdidas por fricción en las paredes y codos del túnel.

3.4.6.2 CLASIFICACIÓN DE TÚNELES

Los túneles aerodinámicos se clasifican en función de 2 aspectos generales, por la circulación del aire y la velocidad del flujo en su interior.

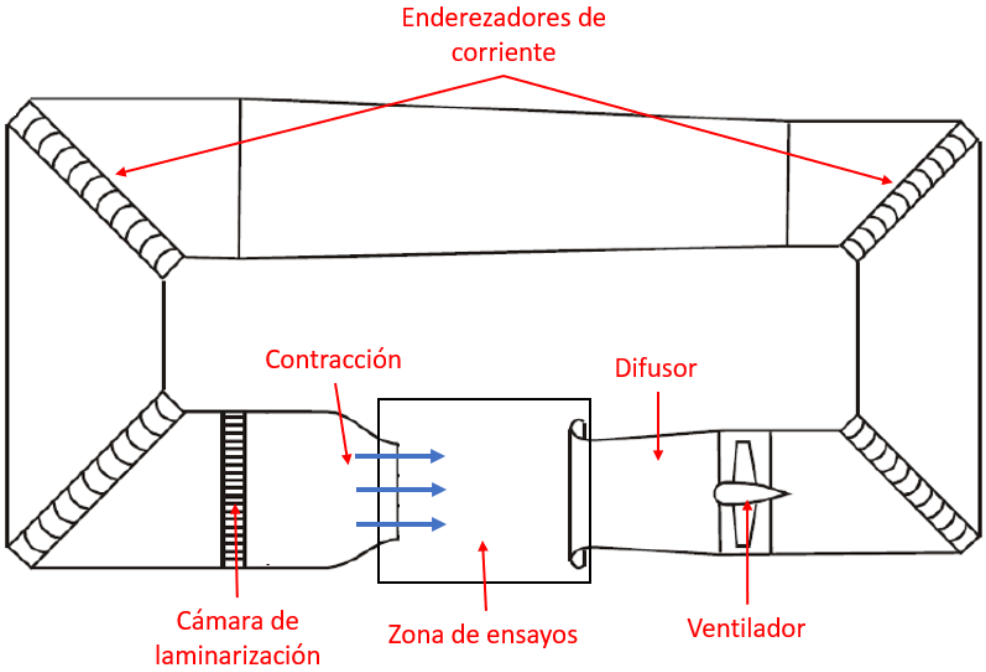
Si se considera el primero de los aspectos generales mencionados, el túnel puede ser abierto o cerrado. Si el Túnel es abierto, se toma el aire de la atmósfera, comprimiéndolo a través de un cono de contracción para impulsar el flujo de forma ordenada en la cámara de pruebas, donde contacta con el objeto de estudio para salir a la atmósfera a través de un difusor (Figura 3.68).

Figura 3.68 Túnel Abierto.
Fuente: Diseño aerodinámico de un túnel de viento de bajas velocidades, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú.



Si el túnel es cerrado, significa que el aire circula en forma repetida por la cámara, recuperando, por medio de un difusor, su energía de flujo, antes de llegar nuevamente a la zona donde se encuentra instalado el difusor (Figura 3.69).

Figura 3.69 Túnel Cerrado
Fuente: https://www.aerodinamicaf1.com/2019/11/el-tunel-de-viento-en-la-formula-1/



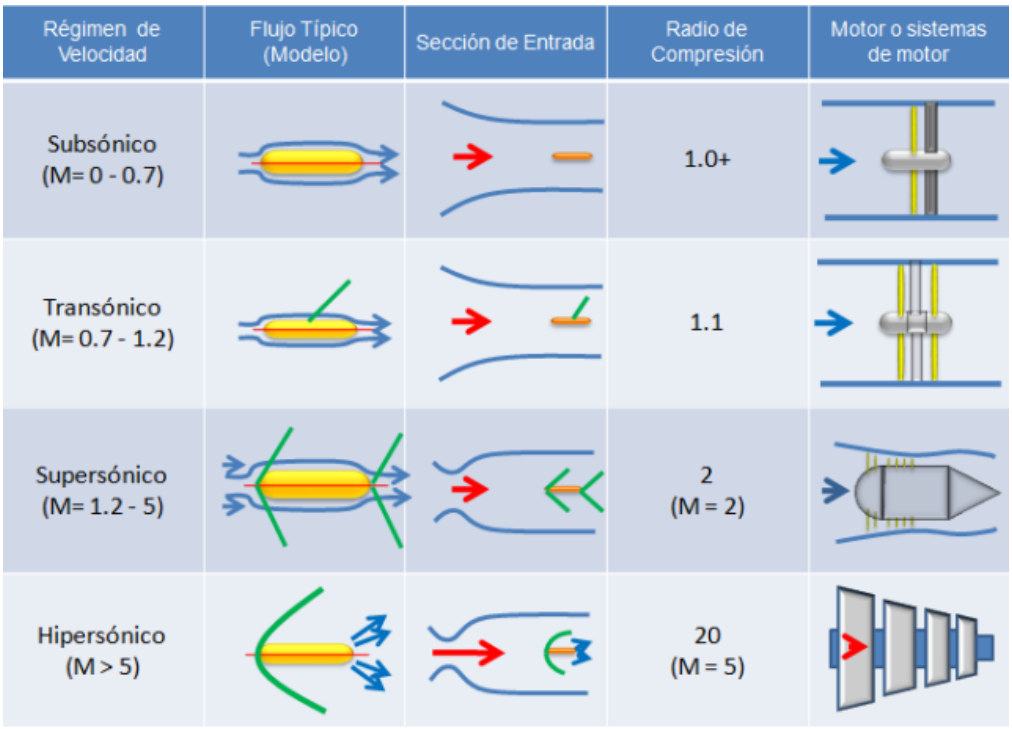
Considerando el segundo de los aspectos generales mencionados, aparte de abierto o cerrado, el túnel puede ser clasificado como subsónico, transónico, supersónico o hipersónico dependiendo de la velocidad y el carácter del flujo. Si el número de Mach, que es la herramienta (adimensional) que se ocupa para clasificar los flujos de las maneras mencionadas, comparando la velocidad máxima del flujo en el túnel con la velocidad del sonido (3.131), se encuentra:

$$M = \frac{U_{max}}{U_{sonido}} \quad (3.131)$$

- Entre 0 y 0,7 el flujo tiene un comportamiento subsónico.
- Entre 0,7 y 1,2 el flujo tiene un comportamiento transónico.
- Entre 1,2 y 5 el flujo tiene un comportamiento supersónico.
- Mayor a 5 el flujo tiene un comportamiento hipersónico.

En la figura 3.70 se puede apreciar una tabla resumen de lo anteriormente descrito:

Figura 3.70 Clasificación de Túneles según el Número de Mach.
Fuente: Sistema eléctrico y de control de potencia de un túnel aerodinámico, Aida Ferro, ITA, espacialidad en aeronavegación.



La característica del flujo dependerá de cuál es el objeto que se desea someter a análisis, en el caso de esta tesis, para el análisis de un aerogenerador, las normas de ensayos asociadas recomiendan no superar los 25 [m/s] en las pruebas a realizar, por lo que, considerando que la velocidad del sonido es aproximadamente 345[m/s], el número de Mach obtenido siempre se encontrará en el rango subsónico, para cualquier túnel o canalizador a diseñar.

En los capítulos IV y V de esta tesis, se utilizan los conocimientos explicados en este marco teórico, tanto para efectuar mejoras en el sistema de forma segura y eficiente, como para implementar un protocolo de pruebas y un sistema de operación manual de funcionamiento acorde a los resultados esperados de generación de potencia del Smart Grid (visible en el Anexo D).

CAPITULO IV: METODOLOGÍA DE PRUEBAS Y RESULTADOS PRELIMINARES.

Para completar el diagnóstico inicial realizado en el capítulo II de esta tesis, y definir las mejoras a implementar en el sistema, es que se describe y normaliza un protocolo de pruebas en base a lo estudiado en el marco teórico respecto al diseño factorial y a la aerodinámica básica de aerogeneradores horizontales, que permita contrastar los resultados antes de la instalación de mejoras, con los obtenidos después de ellas, para determinar si las modificaciones realizadas tienen un impacto real de acuerdo a lo inicialmente esperado.

4.1 PROTOCOLO DE PRUEBA: LAS PRUEBAS PRELIMINARES

Las pruebas preliminares permiten apreciar de manera gráfica con qué parámetros se encuentra operando el Smart Grid - SETE implementado bajo las condiciones actuales. A su vez, las gráficas obtenidas se convierten en objeto de comparación con las que se realicen una vez que se hayan agregado las mejoras definidas en el diagnóstico definitivo, el cual se encuentra detallado al final de este capítulo.

Para realizar dicha tarea, se diseña una prueba estandarizada, que se divide en 2 ensayos específicos simultáneos bajo las normas para comportamiento de potencia y rendimiento en aerogeneradores (IEC 61400-12 y su primer apartado) y la metodología de pruebas a seguir en los sistemas pre fabricados de paneles fotovoltaicos (DIN 12976-2 del 2006), más un posterior análisis de cantidades fundamentales para determinar la capacidad del sistema y su método de operación automático actual:

4.1.1 DESCRIPCIÓN PRIMER ENSAYO

El primer ensayo registra las condiciones de operación del Smart grid – SETE cuando el único elemento de generación de energía utilizado es el aerogenerador (velocidad para ensayos de aerogeneradores inferior a 25[m/s] por norma). Para cumplir con el protocolo, se debe registrar:

- Condiciones ambientales (Temperatura y Presión)
- Duración de prueba (16 minutos).
- Horario de inicio y final de prueba.
- Frecuencias de prueba (30 Hz, 40 Hz, 45 Hz, 50 Hz. Cada una con una duración de 5 minutos, menos la última cuya duración es de 1 minuto, para no dañar el sistema de trasmisión entre el motor y el soplador).

Donde los datos obtenidos del protocolo son graficados en formato Excel (Unidad Física/Unidad de Tiempo).

En este ensayo, los parámetros a graficar, según los sensores instalados, son:

- Velocidad de viento incidente (Anemómetro anterior).
- Velocidad de viento de salida (Anemómetro posterior).
- Velocidad de rotación de los álabes.
- Voltaje utilizado por el aerogenerador.
- Corriente generada por el aerogenerador.
- Potencia aprovechada por el aerogenerador.
- Tasa porcentual de aumento de carga en la batería.

Todo en función del tiempo.

Como se puede apreciar, en esta parte de la prueba, se estudia exclusivamente el comportamiento del SETE en las condiciones actuales de instalación, por lo tanto, para realizar este ensayo, se debe considerar que el sistema sólo cargue la batería a través de la turbina eólica (ver instructivo de operación manual de Smart Grid - SETE en anexo D para obtención de resultados).

4.1.2 DESCRIPCIÓN SEGUNDO ENSAYO

En el segundo ensayo, se obtiene la potencia aprovechada del panel fotovoltaico en el tiempo de duración definido para el primer ensayo, es decir, que el segundo ensayo se realiza en forma paralela al primero, ya que el objetivo de este es determinar cuanta potencia genera el panel en comparación con lo generado por el SETE, y estudiar cuales son las características del comportamiento de carga del sistema si este se encontrara operando en modo automático.

4.1.3 CAPACIDAD DEL SISTEMA

Una vez completado el protocolo y obtenidos los parámetros descritos por ambos ensayos, con el fin de proporcionar al lector, resultados que permitan reconocer la capacidad del sistema en general y su comportamiento, se realiza un análisis de eficiencia, en donde se determinan 3 cantidades físicas (por frecuencia implementada) representativas del funcionamiento manual y automático del Smart grid-SETE:

- Determinación del coeficiente de potencia ideal del aerogenerador según velocidades de entrada y salida (teoría de Betz).
- Determinación del coeficiente de potencia real del aerogenerador (en base a la potencia disponible a raíz del viento incidente y al estudio de las curvas de potencia y eficiencia).

- Relación entre potencia aprovechada por el aerogenerador y el panel solar instalado (mediante la comparación de curvas).

Estas 3 cantidades también son sujetas a comparación en las pruebas a realizar después de las modificaciones a implementar según el diagnóstico del sistema.

4.2 INICIALIZACIÓN DE PROTOCOLO

Al ser simultáneos, ambos ensayos presentan los mismos parámetros de inicialización:

Inicio prueba: 13:34:02.
Término prueba: 13:50:02.
Duración: 16 minutos.

Condiciones ambientales:

- Temperatura: 15°C
- Presión 1005 mbar.

4.2.1 RESULTADOS GRÁFICOS

Una vez completado el instructivo de operación manual para las pruebas en el Smart grid - SETE indicado en el Anexo D de esta tesis (encendido, recopilación de datos y apagado del sistema), se presentan los resultados obtenidos según el protocolo de pruebas indicado.

Con el objetivo de clarificar el estudio de las variables de ambos ensayos, cada gráfico generado es analizado a continuación a modo de entregar la información de forma ordenada y coherente:

4.2.1.1 PRIMER ENSAYO

Los resultados gráficos del primer ensayo contemplan 3 frecuencias de funcionamiento:

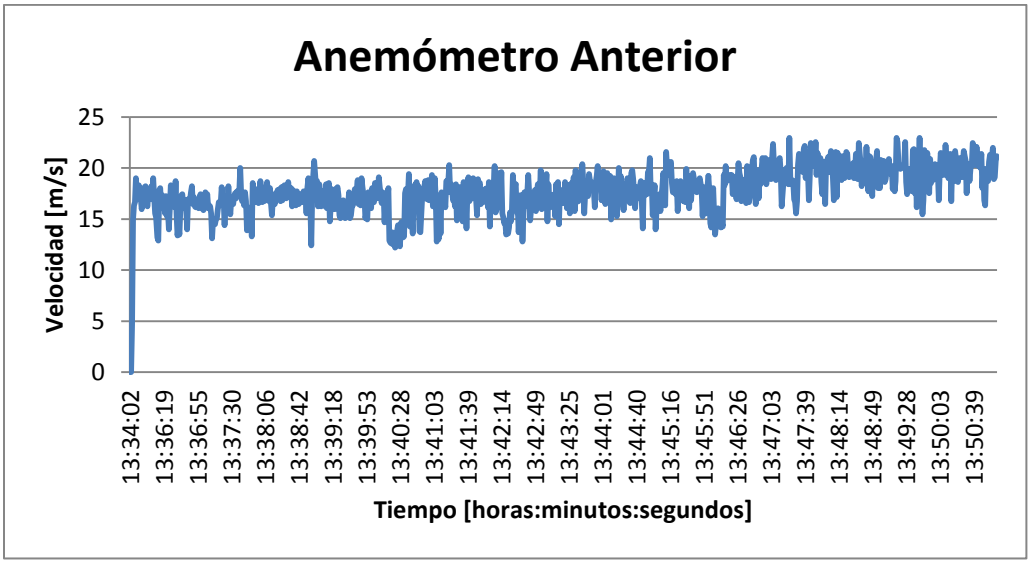
- 30 [Hz] (5 minutos)
- 40 [Hz] (5 minutos)
- 45 [Hz] (6 minutos)

La decisión de no considerar la opción de incluir los 50 [Hz] en las pruebas se debe a que el sistema motor soplador se ve forzado en demasía a dicha frecuencia de giro.

4.2.1.1.1 VELOCIDAD DE VIENTO INCIDENTE

La primera variable de interés en esta exposición de resultados del primer ensayo del protocolo de pruebas es la velocidad de viento incidente. Para la medición de la misma, se estudia el comportamiento del viento generado para el accionamiento del aerogenerador de 120[W]. El elemento que permite realizar dicha medición es el anemómetro anterior, que en el periodo de prueba entrega los datos que conforman la variación de la velocidad entregada por el soplador instalado al aerogenerador en el tiempo según la frecuencia de giro que se le indique al motor según el protocolo (Figura 4.1):

Figura 4.1 Variación de Velocidad del viento provocada por el soplador.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Se puede apreciar que la velocidad indicada en el periodo de ensayo fue en aumento conforme se aumentaba la frecuencia de giro del motor (resultado esperado).

Debido a que el anemómetro anterior se encuentra ubicado a la salida del soplador (más no en el centro de influencia de dicha salida), se puede asumir, para este caso, que esta es la velocidad de impulsión que logra este último, según la frecuencia de giro que se le da con el variador.

Durante el ensayo, además, se pudo observar que los valores promedio según las frecuencias utilizadas fueron los siguientes:

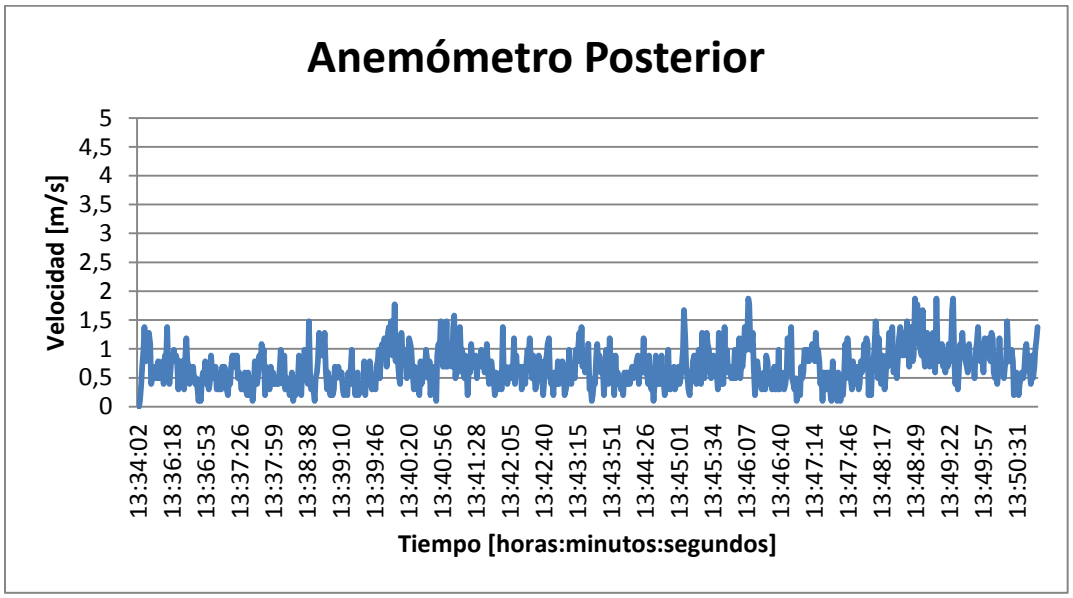
Tabla 4.1 Velocidad Promedio de viento incidente según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

Frecuencia de Giro [Hz]	Velocidad Promedio [m/s]
30	17
40	18,5
45	20

4.2.1.1.2 VELOCIDAD DE VIENTO DE SALIDA

Para el caso de la velocidad de salida del viento, luego de que este impacta al aerogenerador de 120[W], se utilizan los datos entregados por el anemómetro posterior (Figura 4.2).

Figura 4.2 Variación de Velocidad del viento posterior al impacto de este con el aerogenerador de 120[W].
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



En este caso, se puede apreciar que las velocidades obtenidas conforme transcurre el periodo de prueba tienden a valores limitados entre cero y dos metros por segundo, esperable según las condiciones de instalación actual (anemómetro casi sin contacto con el área de influencia del soplador) y la teoría explicada en el marco teórico de esta tesis.

Es así, como los valores promedio obtenidos para estos casos, según sus respectivas frecuencias de giro indicadas por el variador son los siguientes:

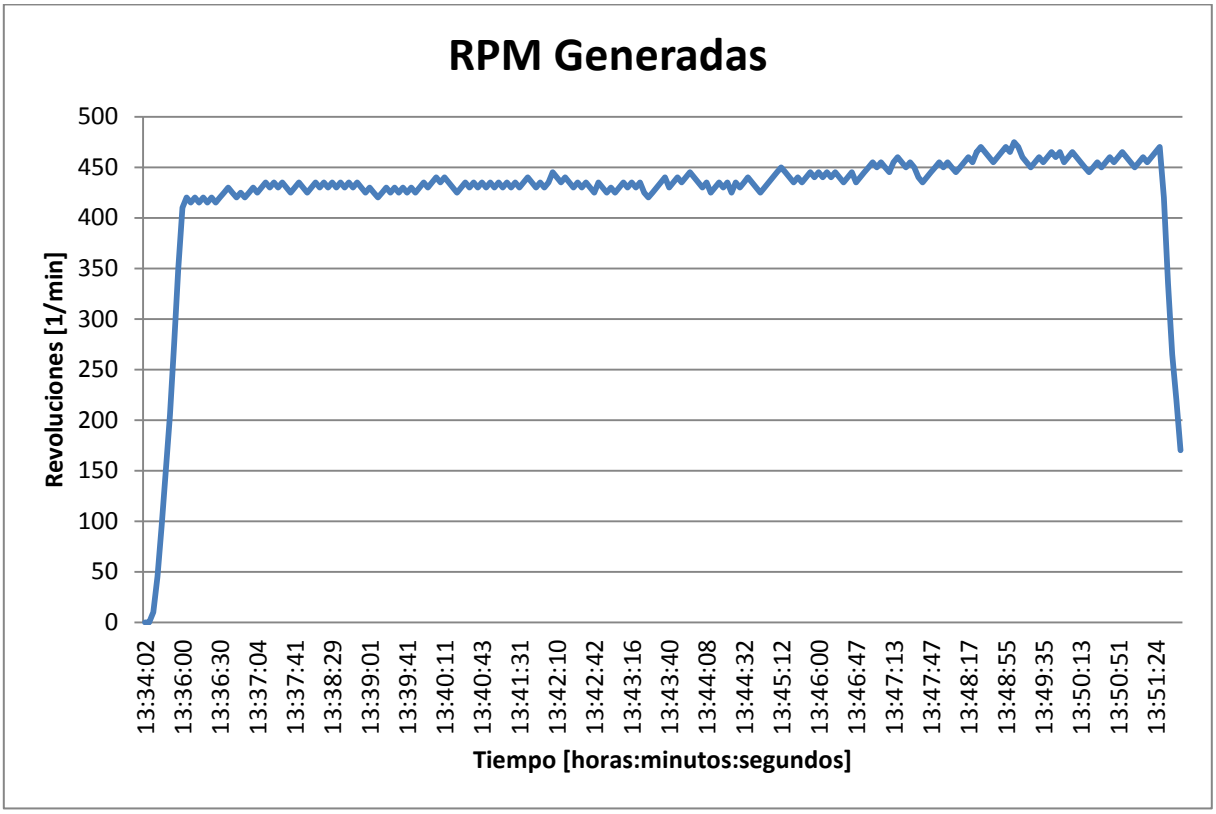
Tabla 4.2 Velocidad Promedio de salida según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

Frecuencia de Giro [Hz]	Velocidad Promedio [m/s]
30	0,5
40	0,7
45	1

4.2.1.1.3 VELOCIDAD DE ROTACIÓN DE LOS ÁLABES

Para la medición de la velocidad de rotación de los álabes del aerogenerador de 120[W], provocada por el flujo de viento generado por el soplador, se utilizan los datos entregados por el sensor contador de RPM instalado (Figura 4.3).

Figura 4.3 Variación de RPM de los álabes del aerogenerador de 120[W].
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Utilizando el último de los sensores instalados como apoyo de resultados, se pueden observar las revoluciones por minuto generadas por los álabes del aerogenerador en el

transcurso de la prueba. Los valores de giro tienden a aumentar a medida que se aumenta la frecuencia del variador, un resultado esperable físicamente (Tabla 4.3).

Tabla 4.3 RPM Promedio de álabes del aerogenerador según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

Frecuencia de Giro [Hz]	Velocidad de Giro [RPM]
30	425
40	435
45	450

4.2.1.1.4 VOLTAJE UTILIZADO Y CORRIENTE GENERADA

Para la medición del voltaje utilizado y la corriente generada por la transformación de la energía cinética de traslación del flujo de viento en energía eléctrica para alimentar el banco de baterías del sistema, se utilizan los datos entregados por los sensores instalados en el tablero eléctrico de voltaje y corriente (Figuras 4.4 y 4.5).

Figura 4.4 Voltaje utilizado por el aerogenerador de 120[W] en el periodo de prueba.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.

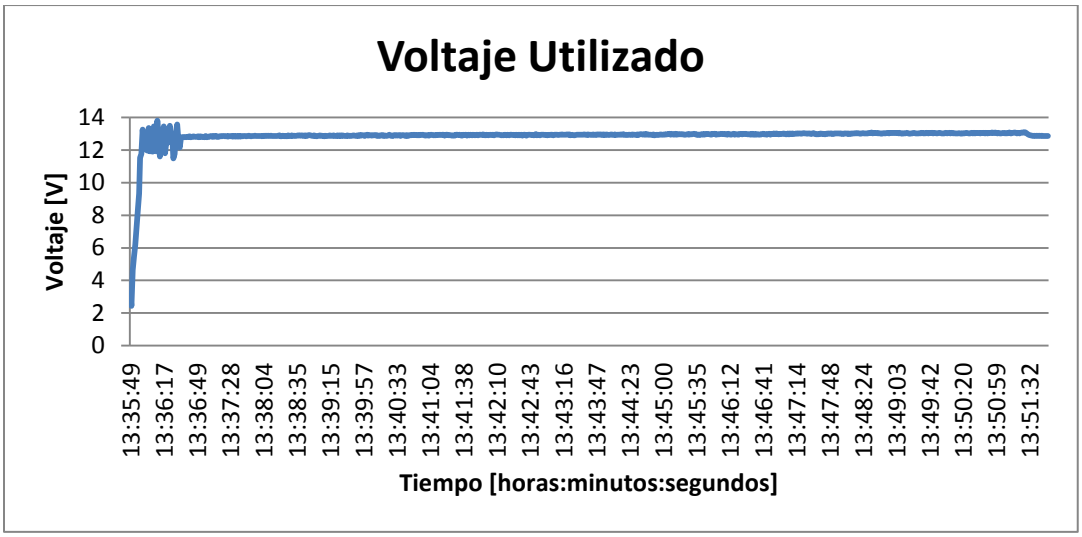
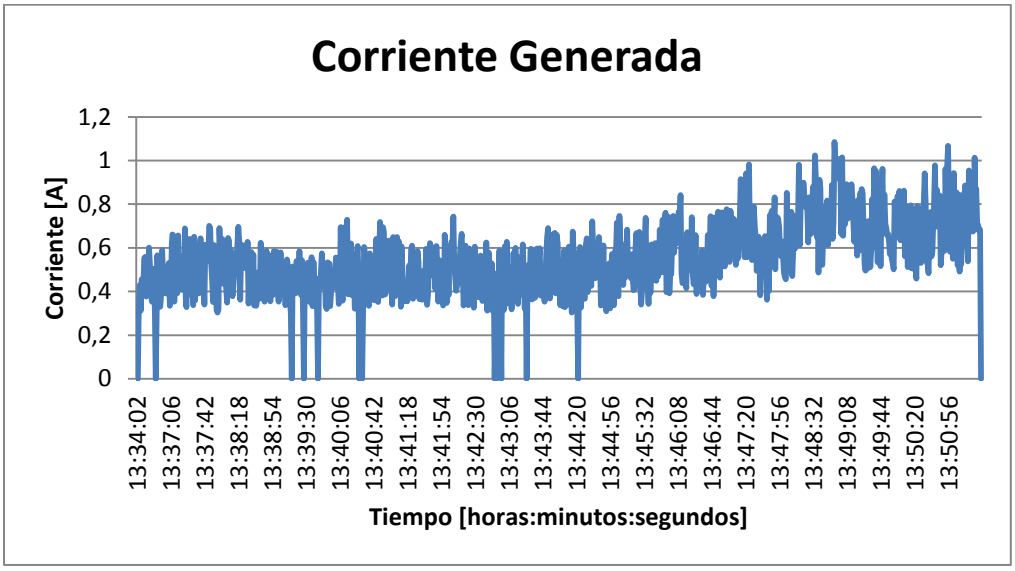


Figura 4.5 Corriente generada por el aerogenerador de 120[W] en el periodo de prueba.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



En el caso del voltaje, como el sistema se encuentra conectado a la red; el aerogenerador, según sus especificaciones indicadas en la tabla 2.4 (perteneciente al capítulo II de esta tesis), trabaja con una tensión nominal de 12[V] en corriente directa cuando las condiciones son ideales, por lo que se espera que los valores indicados en la Figura 4.4 se mantengan constantes y un poco elevados respecto del valor de catálogo para mantener la generación de potencia (Tabla 4.4).

Tabla 4.4 Voltaje promedio utilizado por el aerogenerador según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

Frecuencia de Giro [Hz]	Voltaje Utilizado [V]
30	12,8
40	12,8
45	12,8

En cuanto a la corriente, el sensor instalado en el tablero eléctrico indica que, para el periodo de prueba, su tendencia marca que mientras se aumente la frecuencia de giro, la corriente generada será mayor, sin embargo, su crecimiento se ve algo estancado (Tabla 4.5).

Tabla 4.5 Corriente promedio generada por el aerogenerador según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

Frecuencia de Giro [Hz]	Corriente Generada [A]
30	0,531
40	0,563
45	0,617

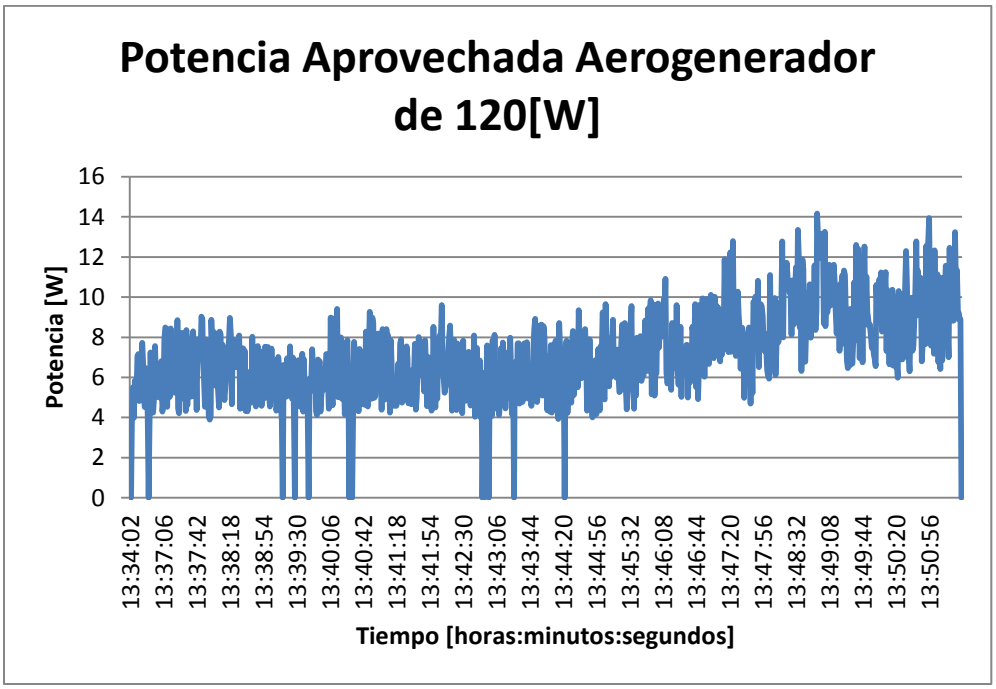
$$P = V * I \quad (4.1)$$

Según la relación 4.1, debido al comportamiento constante del voltaje utilizado por el aerogenerador para la obtención de energía, la curva que debiera seguir la gráfica de la potencia generada debe ser similar a la seguida por la corriente de generación, sólo difiriendo en la amplificación de su valor.

4.2.1.1.5 POTENCIA APROVECHADA POR EL AEROGENERADOR

En la Figura 4.6 se puede apreciar la curva de potencia aprovechada por el aerogenerador de 120[W] en las condiciones de trabajo actual:

Figura 4.6 Potencia generada por el aerogenerador de 120[W] en el periodo de prueba.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Como se espera según la teoría, la potencia aprovechada y su curva de crecimiento es proporcional al comportamiento gráfico de la corriente generada; sus valores promedio por frecuencia de trabajo se pueden apreciar en la Tabla 4.6:

Tabla 4.6 Potencia promedio aprovechada según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.

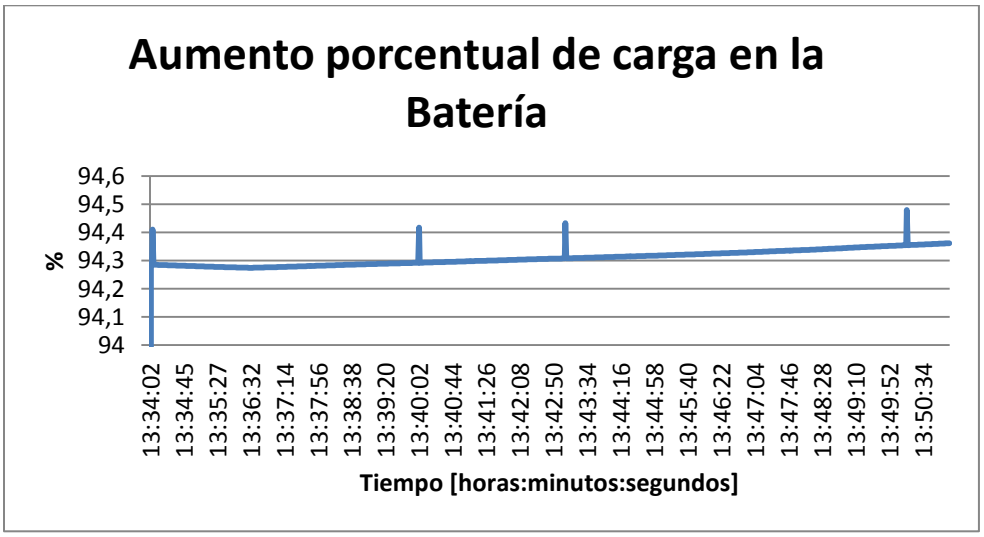
Frecuencia de Giro [Hz]	Potencia Promedio [W]
30	6,8
40	7,2
45	7,9

En cuanto a las caídas de valores encontradas tanto en los gráficos de corriente generada y potencia aprovechada, estos encuentran su justificación en el hecho de que estas mediciones son empíricas, y en los cambios de frecuencia, actualizaciones de datos según su variación, y la necesidad de consumir energía de parte de las baterías hacen que la potencia generada (a partir de la corriente) sostenga los saltos instantáneos entre 0 y su valor real, generando estos mismos en el gráfico de potencia.

4.2.1.1.6 PORCENTAJE DE BATERÍA

Para completar los resultados correspondientes al primer ensayo, se desea medir el aumento del porcentaje de carga en la batería de ciclo profundo (Figura 4.7).

Figura 4.7 Carga de batería en el periodo de prueba.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Por efectos de generar eficiencia en el proceso, la prueba, y teniendo en consideración de que el sistema no es capaz de generar una carga notoria en el rango de tiempo en el que se implementó la misma según el protocolo, es que se inició con una carga en la batería igual a 95,3%.

En la tabla 4.7 se puede apreciar la tasa de aumento de carga en la batería por minuto:

Tabla 4.7 Tasa porcentual de aumento de carga en batería por minuto según frecuencia. Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Frecuencia de giro [Hz]	"Pendiente" [%/min]
30	0,0044 (-0,0054)
40	0,0049
45	0,0065

Como era de esperar, según los antecedentes y la teoría, el ensayo finaliza y la carga total lograda alcanzó aproximadamente un 0,1% de aumento en los 16 minutos de duración de la misma (aumento de carga lograda exclusivamente por el funcionamiento del SETE) y, mientras mayor es la frecuencia de giro, mayor es la potencia entregada por el aerogenerador a la batería y por ende, mayor es la tasa de aumento de carga en la batería por minuto.

Es importante destacar, que en los primeros minutos del ensayo, se observó una caída porcentual en la carga, esto se debe a que, en dichos instantes, el aerogenerador no solamente carga la batería, sino que a su vez, esta, con ayuda de sus reservas y de la potencia recibida por el SETE, se ve afectada por el consumo necesitado para la prueba en las condiciones actuales del inversor hibrido instalado, el cual genera esta pequeña pero considerable anomalía en los resultados.

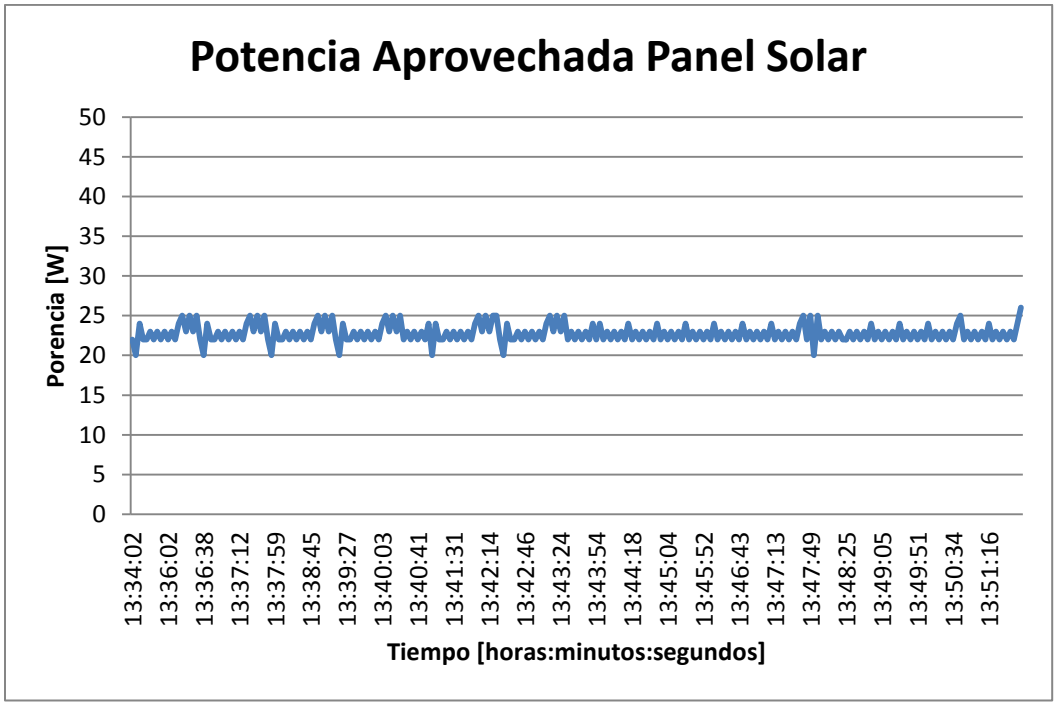
4.2.1.2 SEGUNDO ENSAYO

El resultado gráfico que resta obtener para finalizar la obtención de las gráficas demostrativas a partir del protocolo de pruebas, y pasar al estudio de la capacidad actual del sistema, es la curva de potencia aprovechada por el panel solar fotovoltaico instalado en las afueras del laboratorio de energías renovables.

4.2.1.2.1 POTENCIA APROVECHADA POR EL PANEL SOLAR

En el tiempo de duración del primer ensayo, la potencia aprovechada por el panel solar instalado en el Smart grid – SETE sigue el comportamiento indicado por la Figura 4.8:

Figura 4.8 Potencia aprovechada por el panel solar en el periodo de prueba.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Como se puede apreciar, dicho comportamiento de la potencia aprovechada por el panel en el periodo de prueba es prácticamente constante e igual a un valor promedio cercano a los 23 Watts.

4.3 ANÁLISIS DE EFICIENCIA

Finalizados ambos ensayos del protocolo, es momento de evaluar la capacidad del sistema a través de las 3 cantidades físicas enunciadas en el punto 4.1.3 de este capítulo.

4.3.1 DETERMINACIÓN DEL C.P. MEDIANTE TEORÍA DE BETZ

El primer parámetro a calcular para iniciar el análisis de eficiencia del sistema, es el límite del coeficiente de potencia ideal al que puede aspirar el SETE según los parámetros obtenidos en el primer ensayo. Para determinar dicho valor se utiliza la teoría del comportamiento de la turbina ideal de Betz estudiada en el marco teórico de esta tesis. Para su aplicación se requiere conocer las velocidades del viento incidente y posterior al aerogenerador. En la Tabla 4.8 se resumen los valores de velocidad entregados por los anemómetros anterior y posterior al aerogenerador según las frecuencias de prueba:

Tabla 4.8 Velocidades de viento incidente y posterior según frecuencias de prueba. Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Frecuencia [Hz]	Anemómetro Anterior [m/s]	Anemómetro Posterior [m/s]
30	17,0	0,5
40	18,5	0,7
45	20,0	1,0

La ecuación que permite determinar el coeficiente de potencia ideal alcanzable según las velocidades de viento incidente y posterior al rotor, es la ecuación (3.14) del marco teórico. Para llegar a ella se debe calcular el factor de inducción axial “a” mediante (3.8), que no es más que la disminución fraccionaria de la velocidad del viento entre la corriente libre y el plano del rotor. Para obtener “a” se debe calcular la velocidad promedio “U2” entre las velocidades del viento incidente “U1” y viento posterior “U4” al plano del rotor mediante la ecuación (3.7). Realizando los cálculos para cada frecuencia del ensayo realizado, se observan los siguientes resultados (Tabla 4.9):

Tabla 4.9 Calculo del coeficiente de potencia ideal (rendimiento) según "a".
Fuente: Ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.14) del Capítulo III Marco teórico.

Frecuencia [Hz]	U2 [m/s]	a [-]	C.P ideal [-]	Rend. Ideal
30	8,75	0,485	0,514	51,45%
40	9,6	0,481	0,518	51,82%
45	10,5	0,475	0,524	52,37%

Como se puede apreciar, el C.P. obtenido se encuentra muy cercano al límite de Betz (0,593 según la ecuación 3.15 del marco teórico) si únicamente se estudian las velocidades de entrada y salida proporcionadas por los anemómetros instalados en la estructura como factores discriminantes del coeficiente de potencia. En la práctica, no es esperable obtener dichos valores debido a que los anemómetros no se encuentran bien posicionados en relación al caudal de viento generado por el sistema motor-soplador instalado, y, por ende, el aerogenerador tampoco recibe toda la potencia incidente generada por el viento.

Además, es importante destacar que el comportamiento creciente del rendimiento obtenido mediante esta teoría, indica que los resultados puedan no ser representativos de acuerdo a lo que se espera, debido a que, según la velocidad de viento incidente, se espera que el rendimiento presente un decrecimiento a medida que se aumente esta variable, y aquí, por la deficiente posición de los instrumentos de medición de velocidad anterior y posterior, esto no termina de ocurrir y el coeficiente de potencia obtenido aumenta a medida que se incrementa la frecuencia en lugar de disminuir.

4.3.2 DETERMINACIÓN DEL C.P. MEDIANTE RESULTADOS EXPERIMENTALES Y TEÓRICOS

Para confirmar lo predicho en el párrafo anterior, y determinar el comportamiento real del rendimiento y la zona de operación del SETE en las condiciones actuales, en primer lugar se busca determinar el C.P. según los resultados experimentales de potencia aprovechada por el aerogenerador en la prueba realizada, considerando como la potencia incidente la proporcionada por el sistema motor-soplador, y describir la curva de eficiencia generada a partir de la curva de potencia del catálogo.

De la Tabla 4.6 se puede saber cuánta potencia real es aprovechada por el aerogenerador en las condiciones de instalación actual del SETE. Para averiguar la potencia del viento incidente teórica estimada para cada frecuencia del ensayo se debe recurrir a las condiciones de inicialización de este, y a los resultados de la velocidad del viento indicada

por el anemómetro anterior. En la tabla 4.10 se presentan los valores de densidad, área de influencia del sistema motor-soplador en el aerogenerador, y el cálculo de la potencia incidente mediante la ecuación 4.2:

$$P_{incidente} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot {U_1}^3 \ [W] \ (4.2)$$

Tabla 4.10 Densidad de del viento (según condiciones de inicialización), área de influencia del sistema motor-soplador máxima en el aerogenerador, velocidad del viento incidente y cálculo de la potencia incidente mediante la ecuación 4.2 para cada frecuencia del ensayo.
Fuente: Ecuación (4.2) del Capítulo IV Metodología de pruebas.

Frecuencia [Hz]	Densidad [kg/m3]	Area de Influencia soplador [m2]	Velocidad del viento incidente [m/s]	Potencia Incidente [W]
30	1,225	0,161	17	485,6
40	1,225	0,161	18,5	625,8
45	1,225	0,161	20	790,7

Es importante recalcar que el Área de influencia máxima se calcula mediante el supuesto de que todo el flujo entregado por el sistema motor-soplador se mantiene recto y a velocidad de viento incidente constante hasta llegar al aerogenerador instalado.

Ahora, si se calcula la relación entre la Potencia real aprovechada por el sistema y la potencia incidente máxima generada por este (ecuación 3.26 del marco teórico), se obtienen los siguientes coeficientes de potencia y rendimientos para cada frecuencia implementada en el ensayo:

Tabla 4.11 Calculo del coeficiente de potencia (rendimiento) según potencia generada en las pruebas.
Fuente: Ecuación (3.26) del Capítulo III Marco teórico.

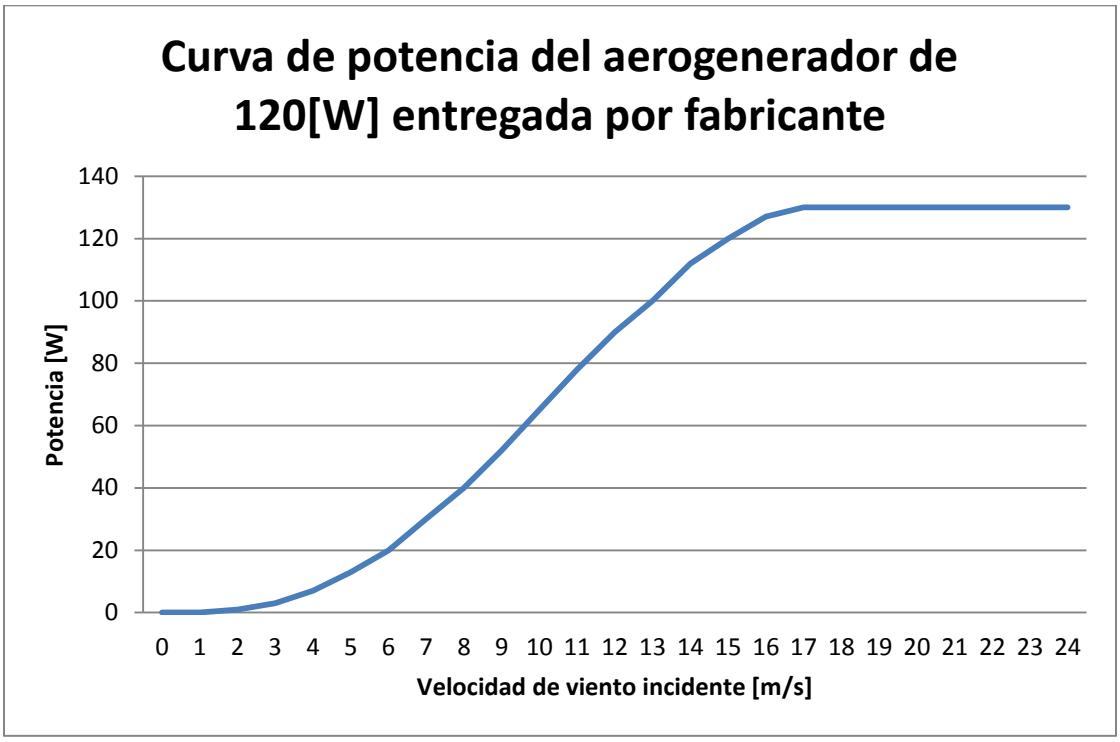
Frecuencia [Hz]	P. Incidente [W]	P. Aprovechada [W]	C.P. real[-]	Rend. Real
30	485,6	6,8	0,0124	1,40%
40	625,8	7,2	0,0102	1,15%
45	790,7	7,9	0,0101	1,00%

El rendimiento obtenido refleja la real situación de la instalación actual del SETE; sus valores implican que, en la curva de rendimiento, a pesar que los valores de potencia vayan en aumento conforme se aumente la velocidad de viento incidente, el sistema se encuentra

operando en la sección decreciente de su curva de eficiencia (contrario a lo obtenido mediante la teoría de Betz). Para comprobar estos resultados se realiza la construcción de la curva de eficiencia ideal del sistema (aerogenerador de 120[W]):

En la Figura 4.9 se puede apreciar la curva de potencia del aerogenerador de 120[W]:

Figura 4.9 Curva de potencia aerogenerador de 120[W].
Fuente: https://www.opitra.cl/aerogenerador/255-generador-eolico-120w-12v.html

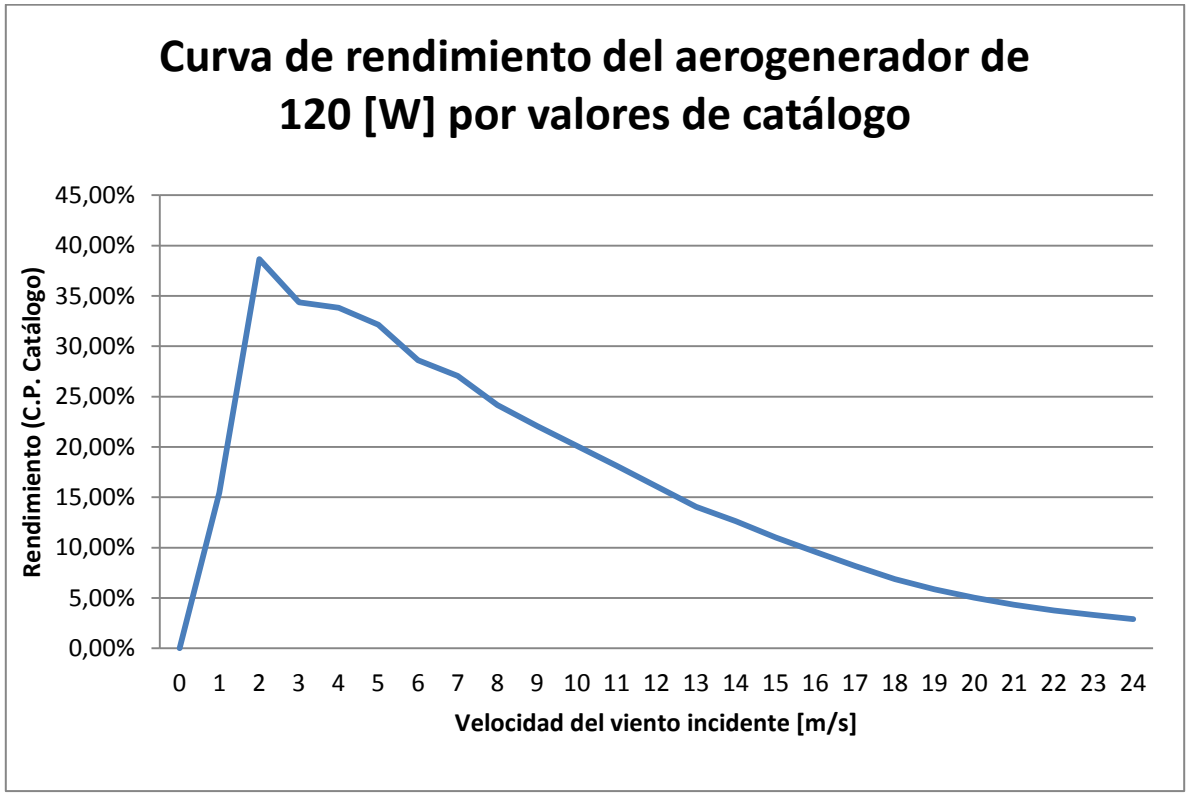


Si se realiza el cálculo de la potencia del viento incidente para cada velocidad indicada en esta curva, pero esta vez, considerando el área de influencia del aerogenerador como el área a introducir en la ecuación 4.2 (igual a 0,528 metros cuadrados), se puede obtener una aproximación de la curva de eficiencia ideal del sistema actual (Tabla 4.12 y Figura 4.10):

Tabla 4.12 Calculo del coeficiente de potencia (rendimiento) según curva de potencia de catálogo.
Fuente: Ecuación (3.26) del Capítulo III Marco teórico.

V. Catálogo [m/s]	P. Catálogo [W]	P. incidente máxima [W]	C.P. catálogo [-]	Rendimiento catálogo [%]
0	0	0	0	0,00%
1	0,05	0,32	0,15	15,46%
2	1	2,59	0,39	38,64%
3	3	8,73	0,34	34,35%
4	7	20,70	0,34	33,81%
5	13	40,43	0,32	32,15%
6	20	69,87	0,29	28,63%
7	30	110,95	0,27	27,04%
8	40	165,61	0,24	24,15%
9	52	235,80	0,22	22,05%
10	65	323,46	0,20	20,10%
11	78	430,53	0,18	18,12%
12	90	558,94	0,16	16,10%
13	100	710,65	0,14	14,07%
14	112	887,58	0,13	12,62%
15	120	1091,69	0,11	10,99%
16	127	1324,90	0,10	9,59%
17	130	1589,17	0,08	8,18%
18	130	1886,43	0,07	6,89%
19	130	2218,63	0,06	5,86%
20	130	2587,70	0,05	5,02%
21	130	2995,58	0,04	4,34%
22	130	3444,23	0,04	3,77%
23	130	3935,57	0,03	3,30%
24	130	4471,54	0,03	2,91%

Figura 4.10 Curva de rendimiento del aerogenerador de 120[W] por valores de catálogo.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

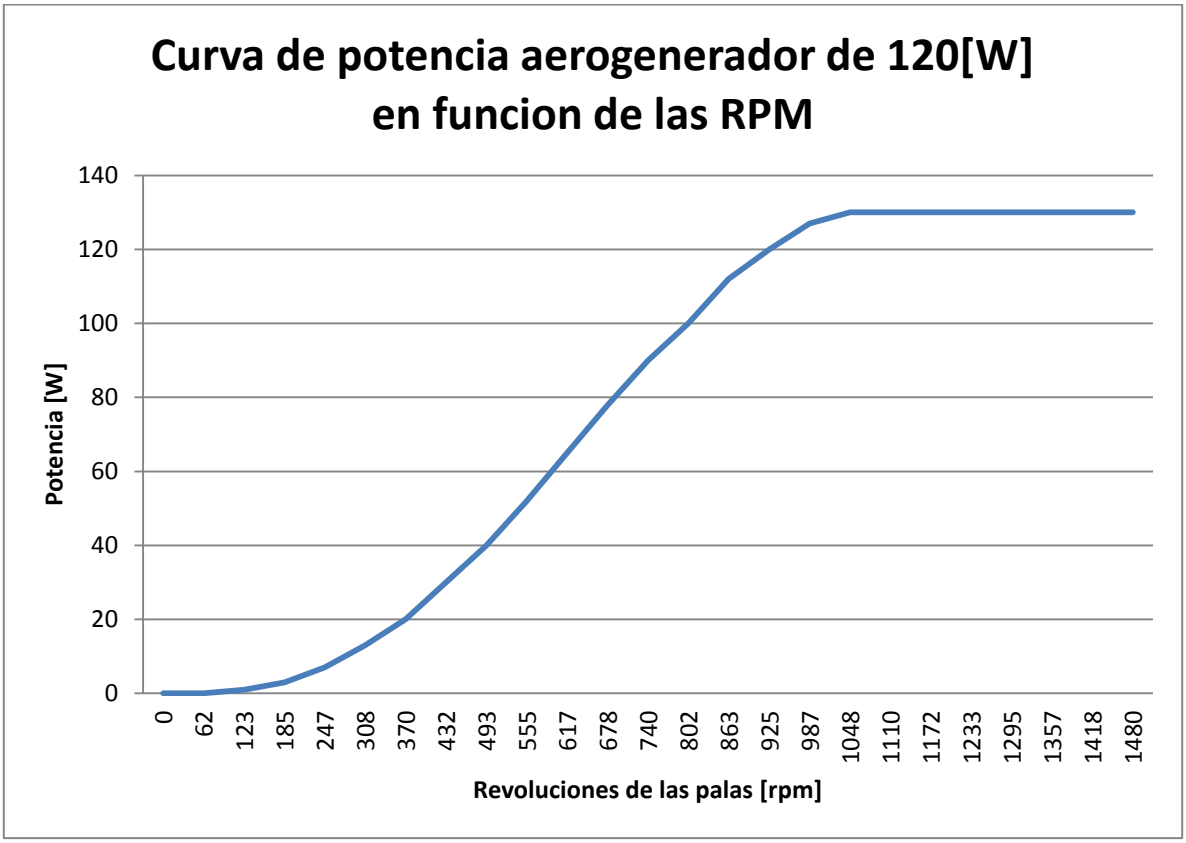


Esta curva entrega bastante información, ya que confirma que el comportamiento del aerogenerador en las frecuencias de trabajo definidas por protocolo se encuentran en las últimas regiones de eficiencia según sus resultados demostrados en la Tablas 4.11 y 4.12, por lo que se confirma que las instalaciones actuales del SETE se encuentran lejos de considerarse óptimas, debido a que en los puntos teóricos de trabajo estudiados según las velocidades de viento incidentes obtenidas a través del primer ensayo, las eficiencias del aerogenerador (del orden del 1%) en esta región son inferiores respecto de las que se pueden obtener (desde el 5% al 8%) si el sistema se encontrara correctamente instalado.

La curva obtenida comprueba además que, al considerar sólo los parámetros de velocidad de entrada y salida del viento al pasar por el aerogenerador, la teoría de betz en la instalación actual no representa lo que sucede en la práctica con el SETE, debido a que las posiciones actuales de los anemómetros no entregan la información correcta a causa de su mal posicionamiento actual.

En los párrafos anteriores se obtienen conclusiones necesarias de revisar, en específico, la región de trabajo hipotética representada por las velocidades de viento incidente marcadas por el anemómetro anterior instalado. En términos prácticos, se sabe que el aerogenerador instalado no recibe toda la potencia incidente de forma uniforme y ordenada a la velocidad informada por el anemómetro anterior, por lo que concluir que la región de trabajo del sistema en la curva de potencia del aerogenerador de 120[W] está representada por la velocidad incidente marcada por este instrumento conlleva a una hipótesis incorrecta. Por lo tanto, para averiguar la posición real de trabajo del aerogenerador de 120[W], se debe estudiar la curva de potencia en función de las revoluciones por minuto obtenidas, en lugar de la velocidad del viento incidente, por los motivos antes mencionados (Figura 4.11).

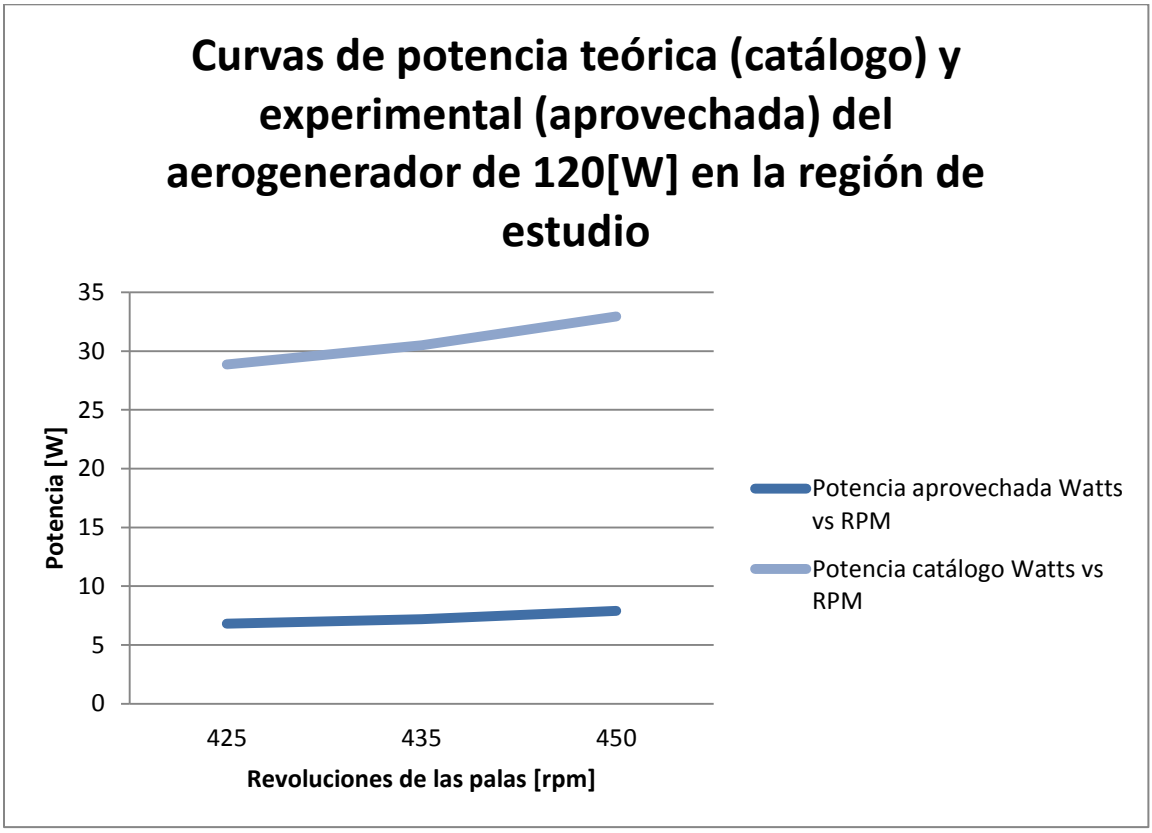
Figura 4.11 Curva de potencia teórica en función de las RPM de los álabes para AG-120W
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



En la Figura 4.12 se puede apreciar la curva de potencia en función de las RPM de los álabes del aerogenerador de 120[W]. Si se observa la Tabla 4.3 se puede apreciar que las revoluciones por minuto obtenidas para la prueba se encuentran entre 425 y 450 revoluciones, por lo que la zona real de trabajo en la curva de potencia del aerogenerador se encuentra en realidad en la región creciente de la curva de potencia (Figura 4.12), y no en la

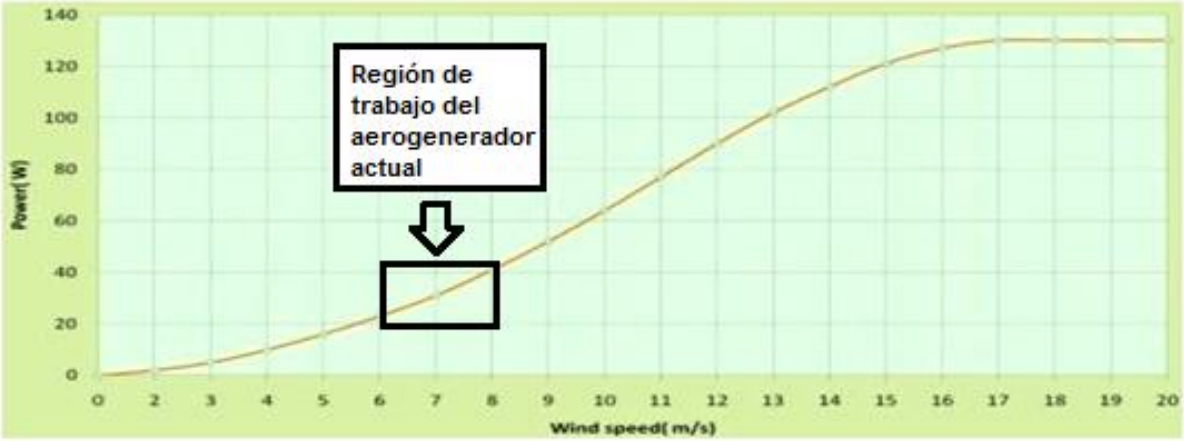
posterior como se predijo anteriormente tomando la velocidad de viento incidente como parámetro de ubicación espacial en las curvas.

Figura 4.12 Curvas de potencia teórica y experimental del aerogenerador de 120[W] en función de las RPM de los álabes de la región efectiva de estudio.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



A través de la corrección del parámetro independiente que describe la gráfica recientemente presentada, se apreciar el real comportamiento de la curva experimental en su región efectiva de estudio. Al mismo tiempo, se comprueba que el equipo se encuentra operando en valores de viento incidente que se encuentran en el rango de 6 a 8 metros por segundo (Figura 4.13), es decir, con valores efectivos lejanos de los que indica el anemómetro anterior.

Figura 4.13 Región de trabajo del SETE en la curva de potencia teórica del aerogenerador actual.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Considerando la región real de trabajo y las velocidades efectivas de viento incidente, es posible realizar el cálculo de eficiencia real del aerogenerador actual, y a través del mismo, extrapolar los resultados a la eficiencia de la instalación general del SETE (Tabla 4.13):

Tabla 4.13 Coeficiente de potencia (rendimiento promedio) según frecuencia de giro implementada por protocolo.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.

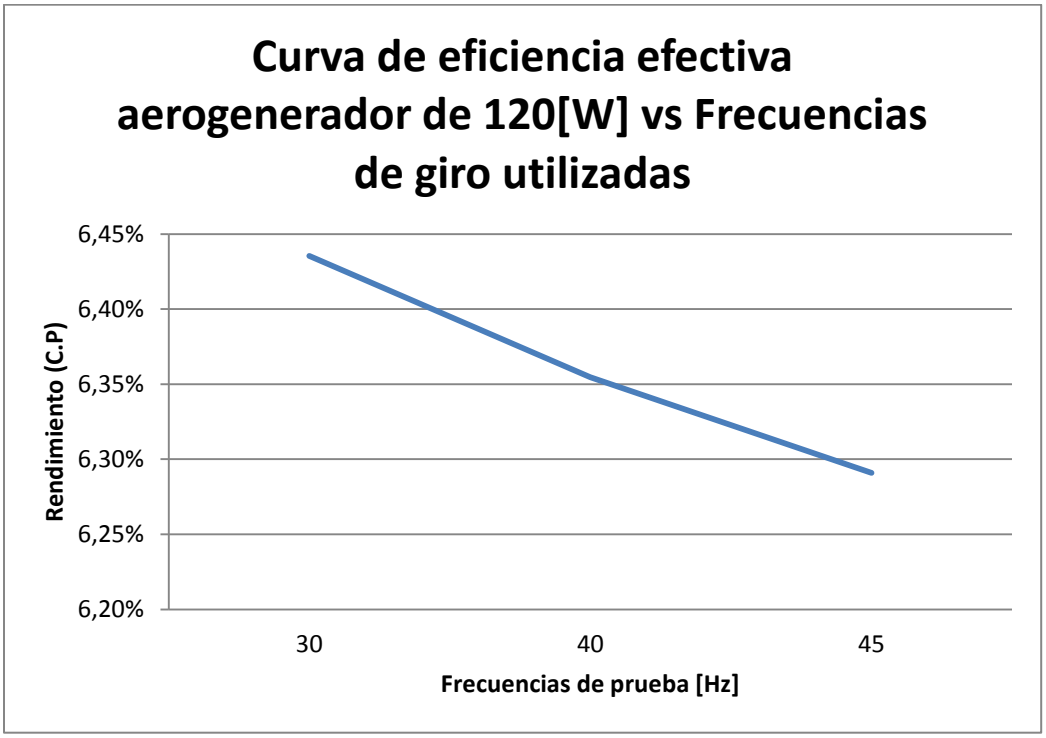
Frecuencia [Hz]	30	40	45
Densidad [kg/m3]	1,225		
Área [m2]	0,528		
RPM álabes [rpm]	425	435	450
V. incidente efectiva [m/s]	6,89	7,05	7,30
P. Incidente efectiva [W]	105,67	113,30	125,58
P. Aprovechada [W]	6,8	7,2	7,9
C.P. real [-]	0,0644	0,0635	0,0629
Rend. Real	6,44%	6,35%	6,29%
Rend. Catálogo	27,32%	26,91%	26,24%

Los cálculos realizados muestran un decaimiento en el rendimiento (C.P.) a medida que se aumenta la velocidad de giro de los álabes. Estos resultados son correctos debido a que la curva de eficiencia del aerogenerador de 120[W] comienza su decaimiento después de los 2 [m/s] (Figura 4.14).

Figura 4.14 Curva de eficiencia efectiva en función de las frecuencias utilizadas en el primer ensayo del protocolo (según base de cálculo generada a través de las RPM

obtenidas).

Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



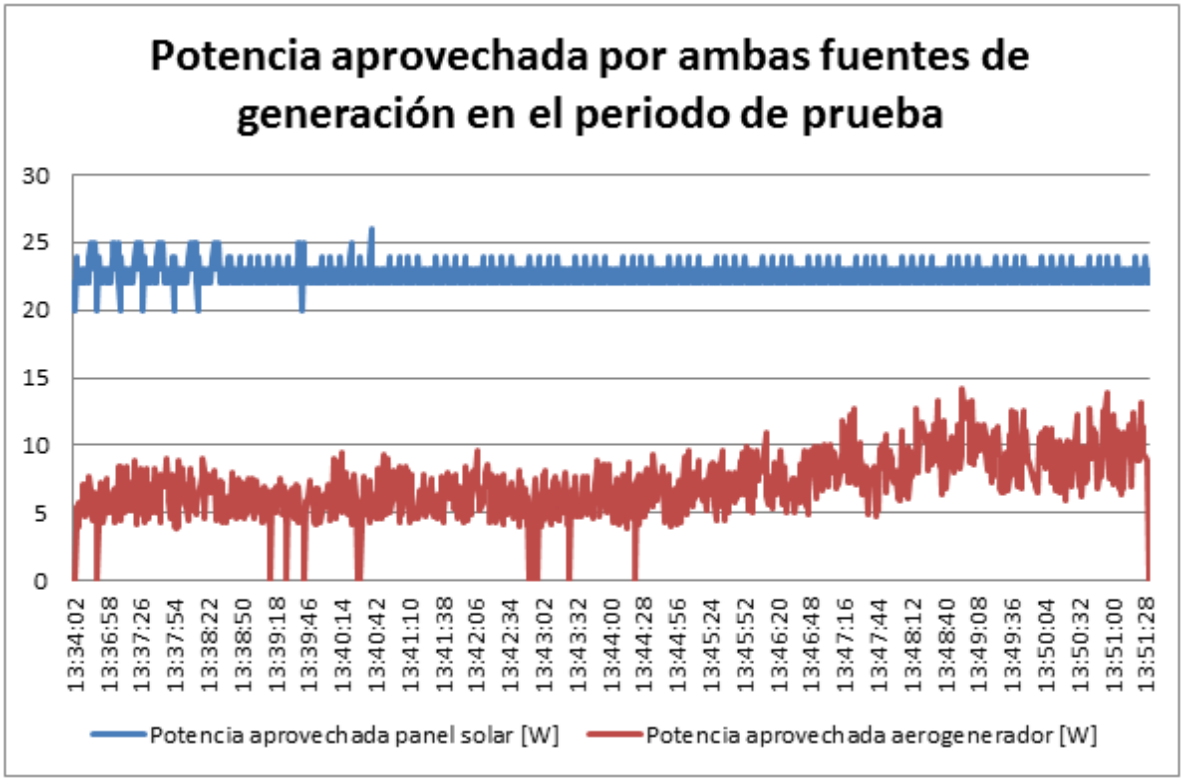
Observando el decaimiento real del rendimiento se puede confirmar que el reposicionamiento de los instrumentos y equipos influyentes en la línea de generación de potencia correspondiente al SETE es fundamental, ya que el sistema actualmente instalado no puede entregar resultados coherentes ni siquiera respecto del comportamiento de sus rendimientos (creciente según la teoría de betz y decreciente en la experimentación). Además, es destacable el margen de mejora que existe en los valores de potencia aprovechada versus la que según el catálogo se debiera obtener de forma efectiva, ya que, mientras el equipo aprovecha [6,2; 6,9; 7,9] Watts, según los valores de catálogo debería estar aprovechando [28,87; 30,49; 32,95] Watts, lo que se traduce en un porcentaje de aprovechamiento de [23,55%; 23,61%; 23,98%]. En los objetivos de mejora se encuentra aumentar o mantener estos porcentajes de aprovechamiento de potencia.

4.3.3 METODO DE CARGA DEL SMART GRID EN CONDICIONES ACTUALES

Habiendo confirmado que el SETE requiere múltiples modificaciones de acuerdo a los parámetros obtenidos de coeficiente de potencia y la posición real de operación en la curva de eficiencia del sistema, sólo resta estudiar el comportamiento actual que tiene el Smart grid cuando opera en modo automático. Como se estudió en el capítulo II de esta tesis, el sistema, en este modo, cargará en ciertos periodos determinados, la batería con la fuente de energía que posea mayor capacidad de generación de potencia.

Si se observa la Figura 4.15, se puede apreciar que el SETE, aún en su máxima capacidad de generación de potencia actual, se encuentra por debajo de la capacidad de generación del panel solar implementado, aún en un día de invierno, cuando se realizaron los ensayos del protocolo:

Figura 4.15 Potencias aprovechadas por ambas fuentes de energía en el periodo de prueba. Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Un objetivo adicional a cumplir resalta de estos resultados, las modificaciones a realizar deben servir para equiparar, en el peor de los casos, la potencia generada por el panel solar en estas condiciones climáticas, para que el SETE tenga motivos de encontrarse instalado

para la carga automática del Smart Grid, y no solo para cargar cuando el sistema se encuentre al 95% de capacidad (que es cuando la fuente de alimentación de menor potencia carga el sistema).

4.4 DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE MEJORAS

Tomando en cuenta las inferencias realizadas en el análisis de eficiencia según los resultados de los ensayos del protocolo y los cálculos teóricos referentes al coeficiente de potencia, se vuelve claro que el SETE instalado actualmente, a pesar de contar con los elementos necesarios para implementar un banco de pruebas cuyos resultados sean aceptables experimentalmente hablando, se encuentra sujeto a mejoras sustanciales para aumentar sus valores de generación, ya sea de potencia o eficiencia trabajando con diferentes velocidades de prueba.

Con el fin de corroborar las precisiones realizadas, se realiza un diagnóstico presencial del SETE. Los problemas a solucionar, a modo de incrementar la eficiencia aerodinámica, mecánica y eléctrica del mismo, son:

4.4.1 CAMBIO DE AEROGENERADOR

Actualmente existe un aerogenerador instalado en el sistema cuya potencia máxima de generación es de 120 [W], según datos de fabricación. El objetivo es instalar un aerogenerador cuya potencia sea de 600 [W], para aumentar la capacidad de generación del SETE. Para realizar dicha modificación se debe:

- Rediseñar soporte base del aerogenerador nuevo, mediante la instalación de un buje de función híbrida, el cual sirva tanto para el elemento de generación de potencia como para el sensor contador de revoluciones de los álabes.

- Otra mejora que debe ser considerada en el cambio del aerogenerador, es que este debe quedar centrado con el soplador, para generar un incremento en la rotación del equipo por el mayor impacto superficial que tendría el viento generado con los álabes involucrados.

- Finalmente, se espera realizar todas las conexiones pertinentes del nuevo elemento de reemplazo, el cual incluye su propio regulador y el acople para el sensor contador de vueltas del aerogenerador, por lo que se deben adaptar todas las conexiones realizadas en el tablero de funcionamiento.

4.4.2 MODIFICACIÓN DE ESTRUCTURA

Existe un enrejado que rodea al aerogenerador, implementado como sistema de protección del mismo ante cualquier falla que pudiese ocurrir. Al instalar y centrar el nuevo equipo de generación de energía con el soplador implica una mayor superficie cubierta con el mismo, lo que puede provocar interferencia entre la parte superior de la estructura y los álabes rotadores. Por lo que, si es que en el momento del reemplazo del aerogenerador, este provoca interferencias en su movimiento debido al enrejado superior, se decidirá quitar esta sección de la estructura, para permitir el movimiento libre de los álabes.

4.4.3 EVALUAR POSIBILIDADES DE DISEÑO DE DUCTERÍA

El objetivo de centrar el eje de influencia del flujo provocado por el soplador hacia el aerogenerador es aumentar la cantidad de flujo que golpea los álabes de movimiento. Para mejorar aún más dicha influencia, se estudia la posibilidad de canalizar la entrada y salida de dicho flujo hacia el aerogenerador través de un ducto que permita cumplir con lo esperado.

4.4.4 REPOSICIONAMIENTO ANEMÓMETROS ANTERIOR Y POSTERIOR

Ambos anemómetros captadores de velocidad del viento en la entrada y salida del sistema se encuentran descentrados del eje de acción, es por lo mismo que los resultados en las pruebas actuales, cuando se calcularon mediante la teoría de Betz, se vieron afectados por sus posiciones en el SETE, por ende, el objetivo es centrar estos aparatos en la dirección de flujo tomando como eje axial el centro del aerogenerador con el centro del soplador, para esto se deben desmontar los brazos actuales y diseñar nuevos brazos o bien, reposicionar los brazos actuales para que queden centrados.

Para corroborar que las modificaciones realizadas efectivamente ayudan a incrementar la eficiencia del sistema de ensayo, se realizarán, en los siguientes capítulos, comparaciones entre las pruebas realizadas antes de las mejoras, y después de ellas.

CAPITULO V: DISEÑO DE MEJORAS.

5.1 DISEÑO DE MEJORAS

Como se detalla al final del capítulo anterior, el análisis es decidor respecto del diagnóstico del sistema actualmente implementado. La capacidad de generación de energía del sistema posee limitaciones mecánicas, eléctricas y aerodinámicas que se encuentran en el sistema de generación de energía eléctrica a través del flujo de viento del soplador, es decir, del SETE.

Para trabajar dichos aspectos sujetos a mejoras del diseño actual, es primordial refrescar la memoria en cuanto a limitantes principales se refiere. En resumen:

1. El Aerogenerador nuevo (cuya potencia de generación alcanza los 600 Watts) no se acopla al soporte del Aerogenerador actual (potencia de generación de 120 Watts).
2. El flujo de viento no se encuentra alineado al centro de masa del aerogenerador actual, por ende tampoco se alineará al aerogenerador nuevo.
3. El flujo de viento no se encuentra canalizado hacia el aerogenerador.

En este capítulo se desarrolla la búsqueda de soluciones a dichas limitantes, trabajando en ellas mediante propuestas tentativas evaluadas según los criterios enunciados en la Figura 3.19 del marco teórico de esta tesis.

Además, es fundamental hacer énfasis en el diseño mecánico de la propuesta elegida, mediante los métodos y ecuaciones obtenidas anteriormente explicitadas, para asegurar una funcionalidad del sistema óptima para las pruebas finales.

El diseño mecánico de las propuestas elegidas para los problemas antes mencionados, incluirá planos, cálculos y simulaciones para asegurar una fabricación e instalación óptima de acuerdo a la teoría.

El método de elección de las propuestas se basa en la disponibilidad de materiales reutilizables del laboratorio de energías renovables, a modo de obtener una solución eficiente, no sólo en parámetros mecánicos, sino que también considerando el factor económico.

5.2 DISEÑO DE SOPORTE

Uno de los problemas que inicialmente se debe resolver es la instalación del nuevo aerogenerador en la estructura (Figura 5.1 y Tabla 5.1). Para realizar esta actividad se deben considerar las 2 primeras limitantes del sistema enunciadas anteriormente.

Figura 5.1 Aerogenerador 600W.
Fuente: Shenzhen SUN SHARE Green Energy co.,ltd

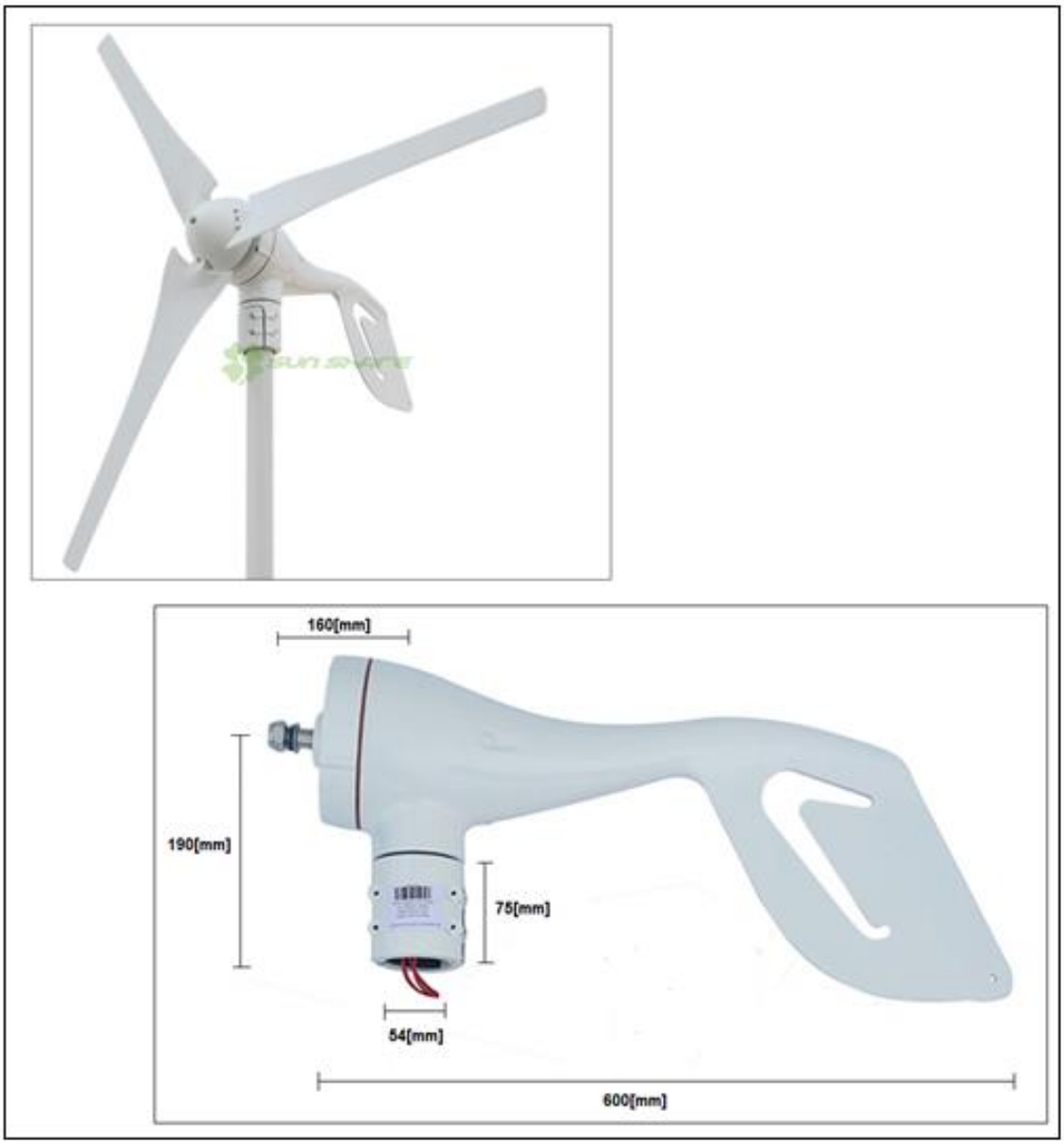


Tabla 5.1 Parámetros Aerogenerador 600W
Fuente: Shenzhen SUN SHARE Green Energy co.,ltd

Modelo de producto	SSF-400W
Potencia Máxima	600[W]
Potencia Nominal	400[W]
Voltaje Nominal	12[V]/24[V]
Corriente Nominal	33[A]/17,5[A]
Número de Cuchillas	3 unidades
RPM Nominal	900 [RPM]
Longitud de cuchillas	620[mm]
Puesta en marcha de velocidad del viento	3[m/s]
Velocidad del viento cortada	4[m/s]
Velocidad nominal del viento	11[m/s]
Velocidad del viento de seguridad	40[m/s]
Motores (Generador)	Generador de Imanes Permanentes
Diámetro Rotor	1240[mm]
Material de la Hoja	Plástico reforzado con fibra de carbono
Dispositivo Anti-bobinado de línea de salida	Conmutador trifásico general
Protección contra el viento por exceso de velocidad	Protección de bloqueo de punta + Protección de giro + Freno electromagnético
Vida Útil	15 años
Protección superficial del equipo	Óxido de aluminio + Revestimiento de plástico
Temperatura de trabajo	-45°C hasta 70°C
N peso	8 kg
G peso	9 kg
Material de embalaje	Caja de cartón y Material de espuma
Dimensión del embalaje	690*370*230 mm

La instalación del nuevo aerogenerador implica una serie de modificaciones en la estructura mecánica descrita en los antecedentes de esta tesis (Capítulo II). Entre las fundamentales para cumplir con el objetivo de esta sección se encuentra implementar una elevación del aerogenerador a un punto en el espacio donde pueda recibir de manera óptima la energía cinética de traslación del viento provocado por el soplador para obtener una mayor área de trabajo de la turbina que genera potencia para la carga de la batería del sistema.

Un modo de dimensionar la altura a la que se debe posicionar el aerogenerador para obtener el mayor rendimiento de la instalación es desensamblando la estructura actual del SETE para obtener sus medidas actuales, y mediante las mismas, dimensionar las posibles opciones de modificación de la estructura.

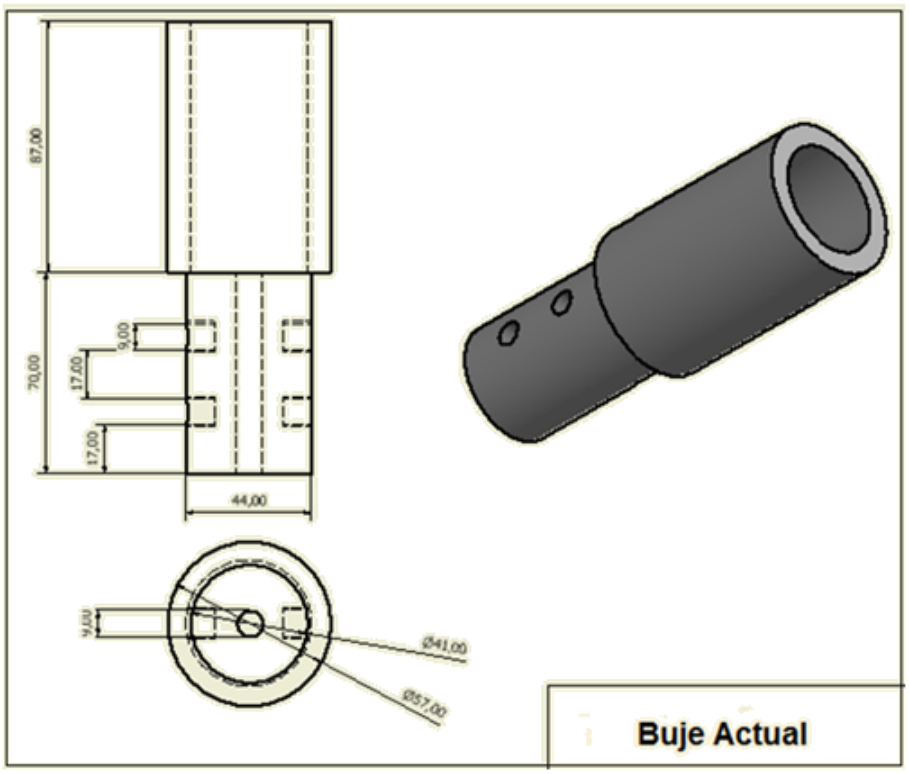
5.2.1 DESENSAMBLADO ESTRUCTUTAL DEL SETE

A modo de dimensionar el problema se desensambla la estructura mecánica del SETE (Figura 2.12) y sus dimensiones son enunciadas en los siguientes planos elaborados:

5.2.1.1 BUJE ACTUAL

A continuación se presentan las dimensiones del sujetador actualmente instalado (Figura 5.2). Como se puede apreciar en la Figura 2.12, este fue diseñado para la instalación del aerogenerador de 120 Watts, por lo que, para instalar el nuevo aerogenerador, se deben estudiar opciones que permitan sujetar el mismo reemplazando este elemento, considerando la altura de instalación.

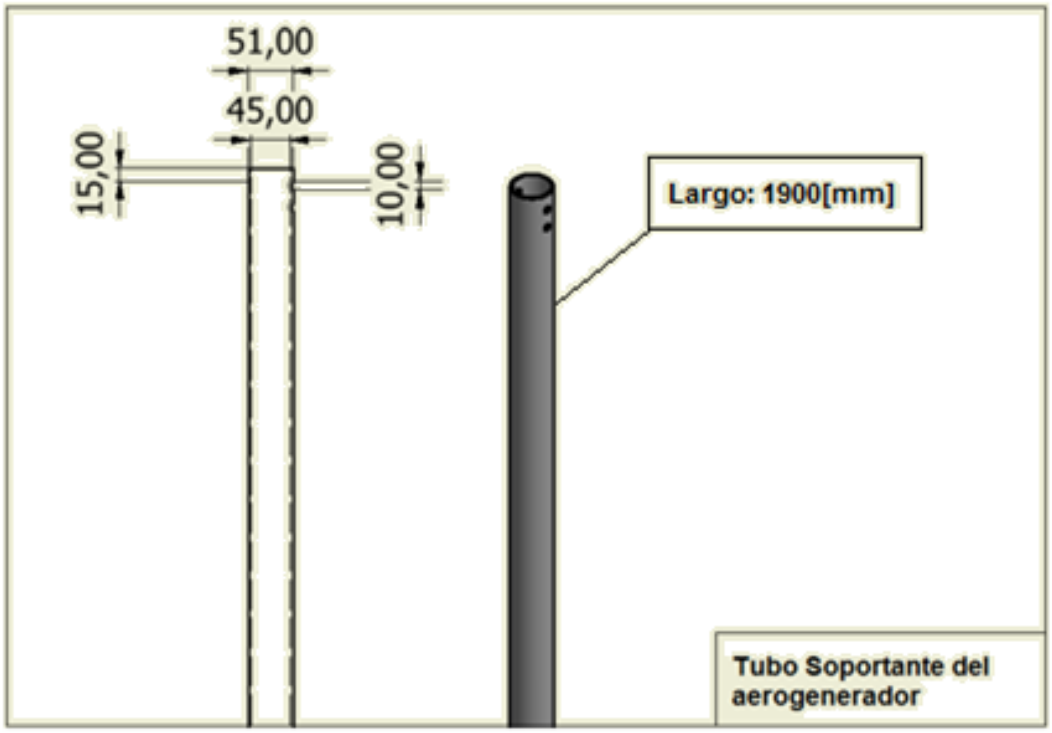
Figura 5.2 Buje Actual.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



5.2.1.2 TUBO SOPORTANTE AEROGENERADOR

Encargado de anclar la estructura tanto en la base por su extremo inferior, como al sujetador en el extremo superior, el tubo confeccionado con acero al carbono sin costura de 51 milímetros de diámetro exterior y 3 milímetros de espesor se encarga de soportar al aerogenerador (Figura 5.3). Consta de un largo de 1,9 metros que permiten elevar el aerogenerador de 120 Watts a la altura de instalación actual del mismo. Como se verá más adelante, las dimensiones de dicho tubo son de suma importancia al momento de diseñar un nuevo soporte para el aerogenerador a instalar.

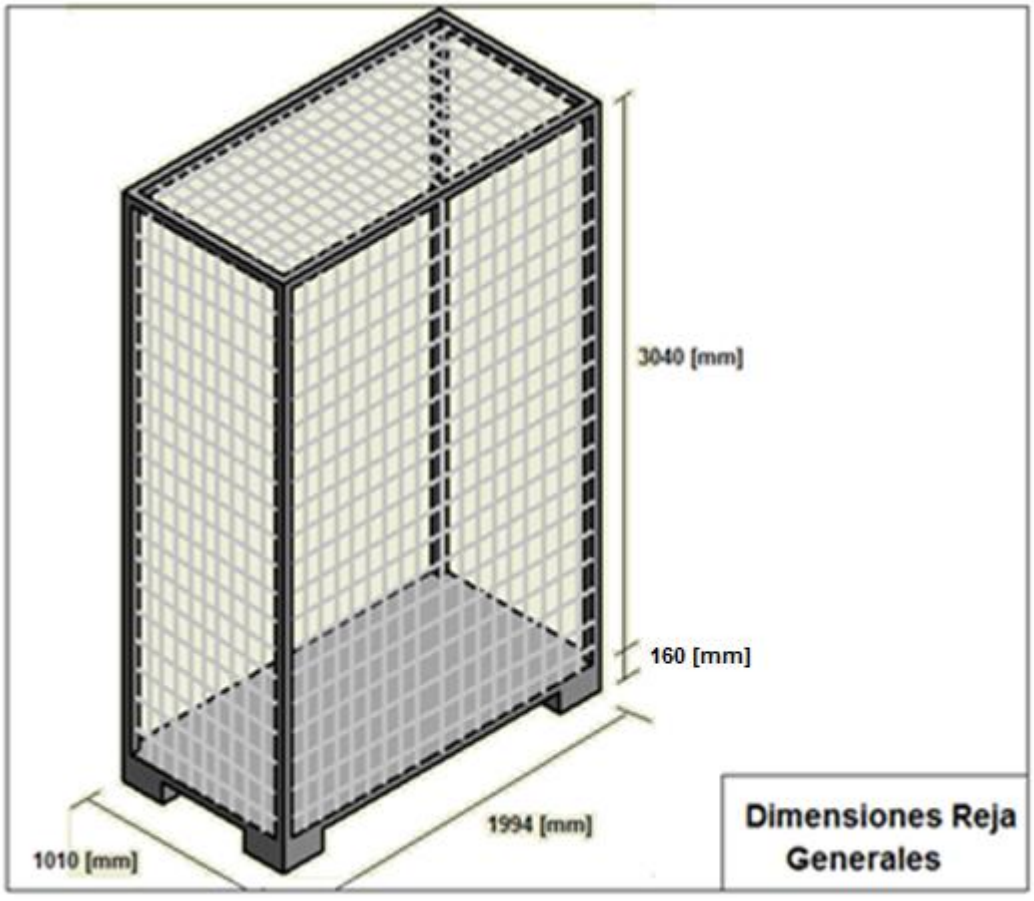
Figura 5.3 Tubo Soportante del Aerogenerador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



5.2.1.3 ENREJADO ESTRUCTURAL

Encargado de proteger la estructura primaria del sistema, el enrejado estructural (Figura 5.4) posee aproximadamente 3,2 metros de altura (desde el nivel del suelo) y consta de una malla ACMA normal comercial de 50x50 milímetros cuadrados. Dicha malla sirve como un estabilizador de la turbulencia que trae el flujo de aire antes de llegar al aerogenerador, generando una pérdida de carga del mismo que será considerada al momento de diseñar el canalizador.

Figura 5.4 Enrejado estructural.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



5.2.1.4 ESTRUCTURA SOPORTANTE DEL SISTEMA MOTOR-SOPLADOR

Analizado en el capítulo II de esta tesis, el sistema motor-soplador es el encargado de generar corrientes de viento para el funcionamiento del aerogenerador. Para la modificación de la estructura soportante de la turbina, es necesario conocer la altura a la que el flujo de viento posee mayor influencia sobre la misma, por lo que se vuelve necesario contar con las dimensiones tanto del sistema motor soplador (Figuras 5.5 y 5.6), como de su estructura soportante (Figura 5.7)

Figura 5.5 Dimensiones Principales motor alimentador
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.

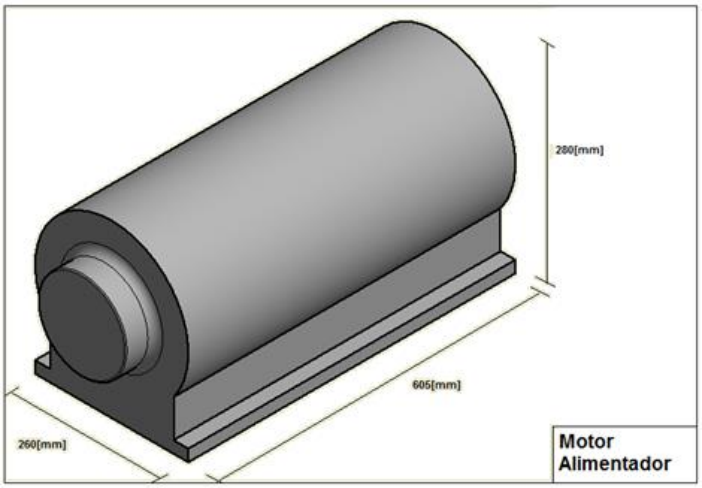


Figura 5.6 Dimensiones Generales soplador
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.

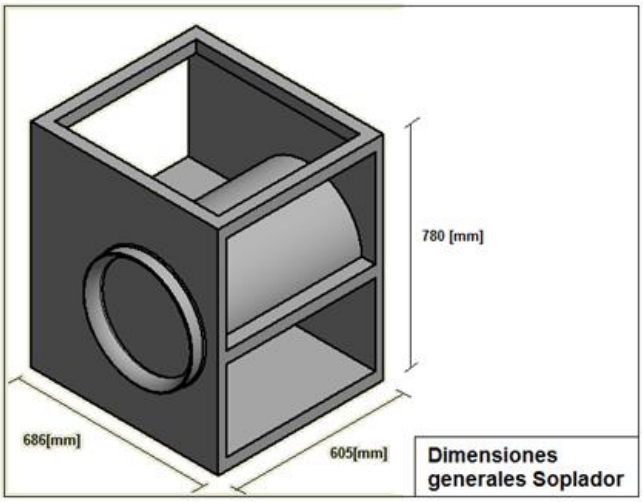
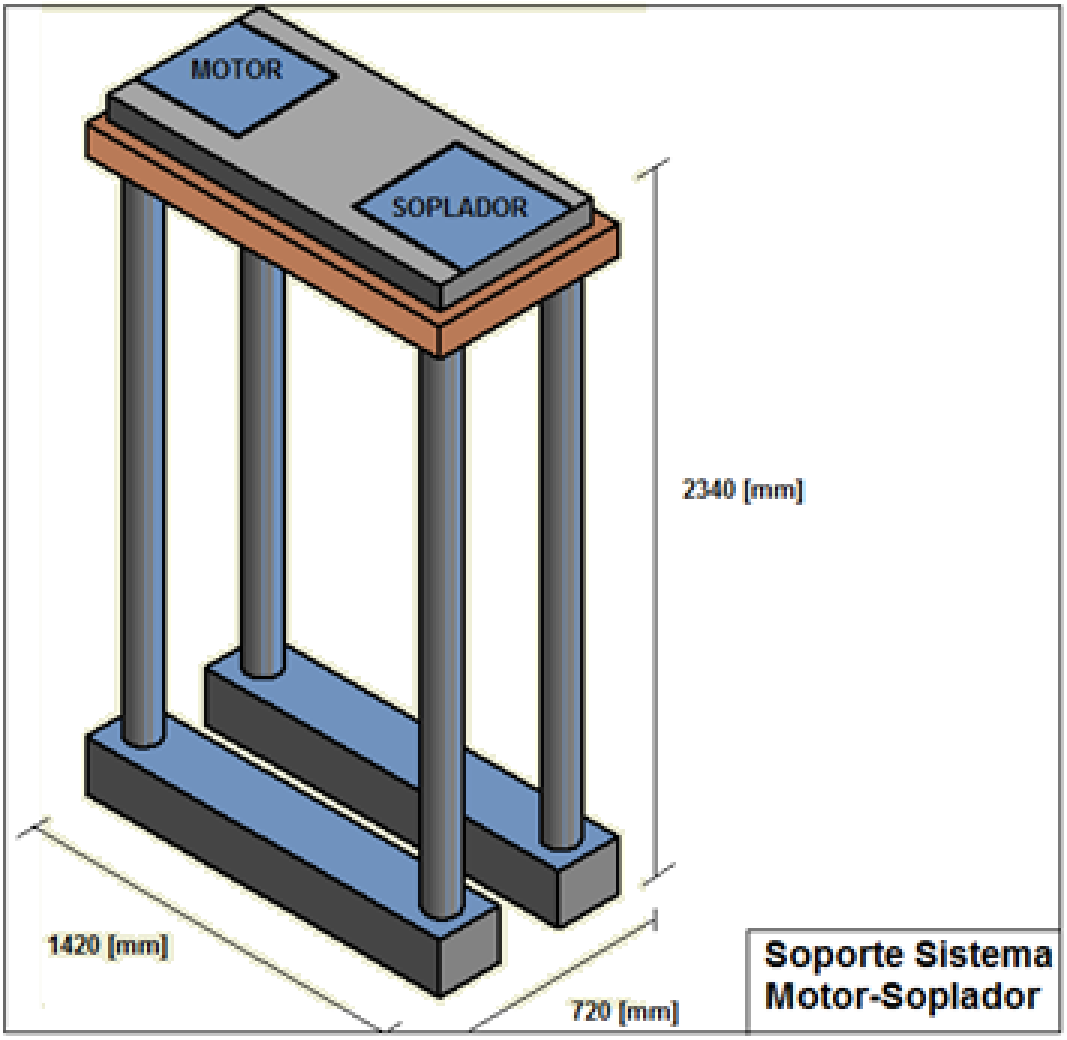


Figura 5.7 Dimensiones generales estructura soportante del sistema motor-soplador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.

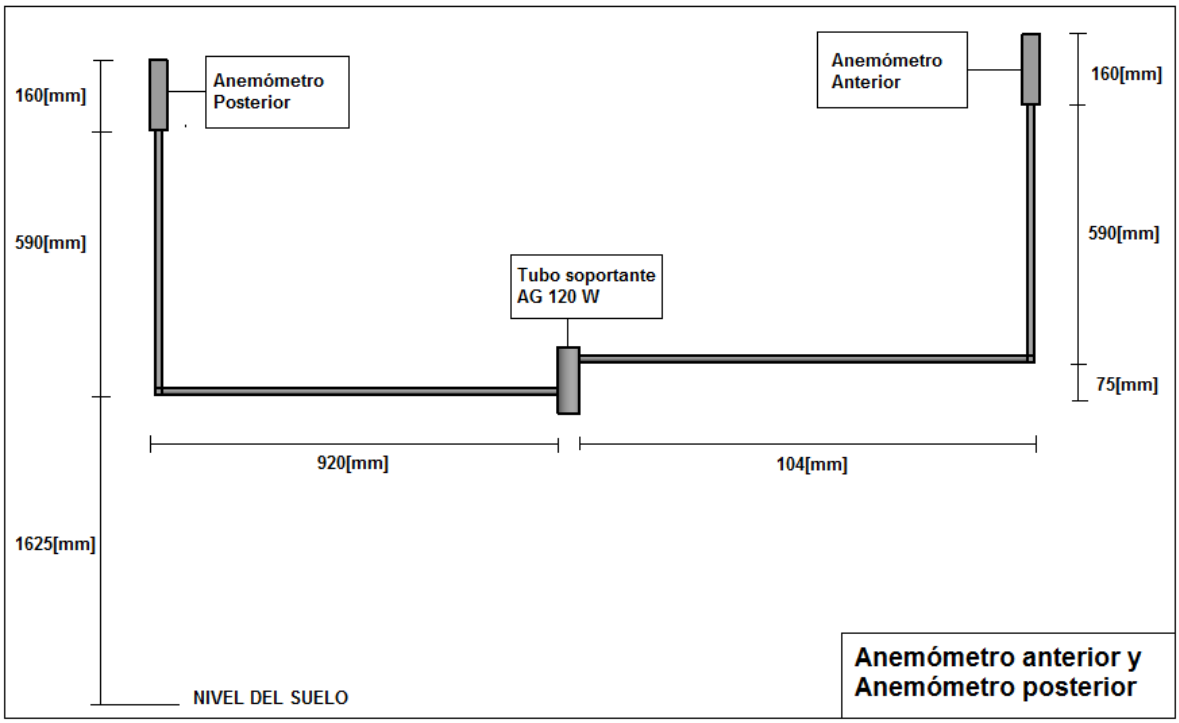


5.2.1.5 POSICIONAMIENTO ACTUAL ANEMÓMETROS ANTERIOR Y POSTERIOR

Uno de los elementos más importantes en cuanto a parámetros de medición se refiere, son los anemómetros tanto anterior como posterior al flujo de viento. Dado que su estructura se encuentra inteligentemente acoplada al tubo soportante del aerogenerador mediante fijación no permanente, es posible modificar su posicionamiento sin rediseñar sus brazos, colocando ambos a la altura deseada (centrados con el flujo de viento).

Como se puede apreciar en la Figura 5.8, el anemómetro anterior se encuentra instalado actualmente a 2,45 metros del suelo, mientras que el posterior se encuentra a 2,375 metros del mismo, por lo tanto, una de las modificaciones a realizar en la posición de estos aparatos es colocar ambos a la altura de máxima influencia del soplador (en el centroide de su área de influencia).

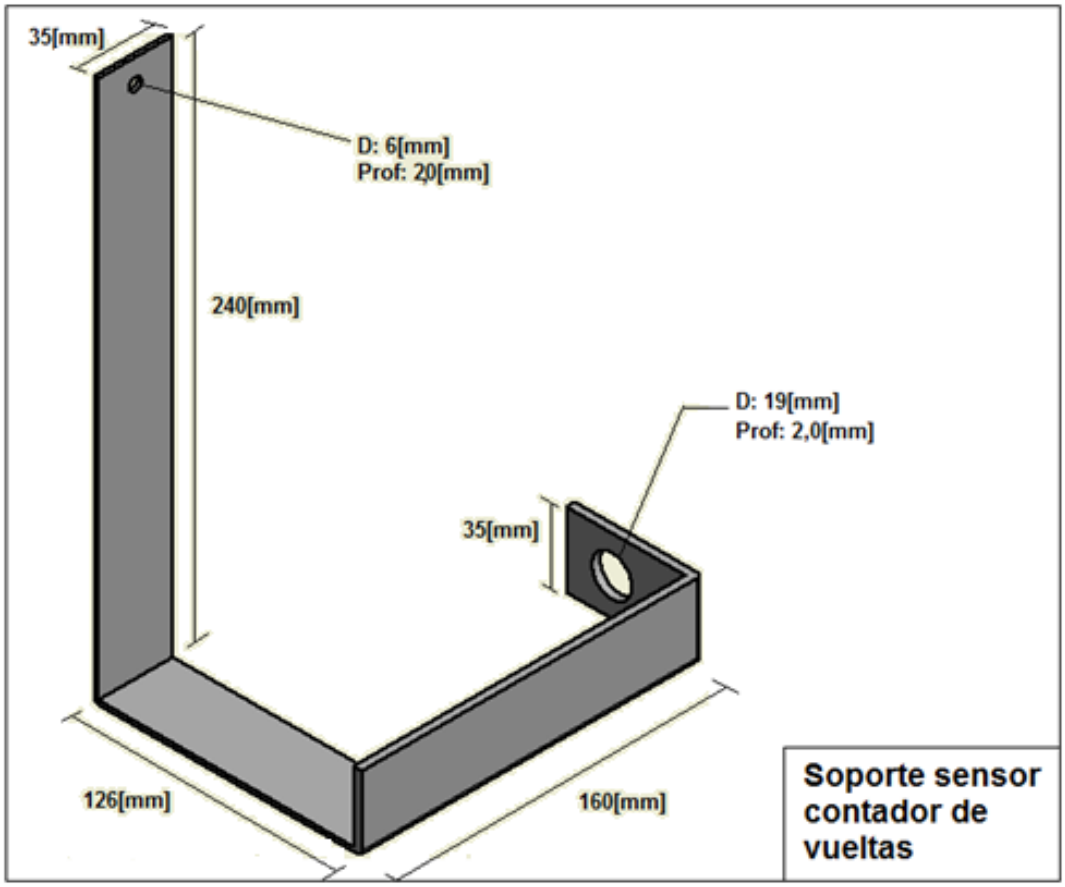
Figura 5.8 Posición actual anemómetros anterior y posterior.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



5.2.1.6 SOPORTE ACTUAL DE SENSOR CONTADOR DE RPM

Acoplado al aerogenerador de 120 Watts, el soporte encargado de suspender en una posición óptima el sensor contador de revoluciones de los álabes de la turbina es uno de los elementos que se deben adaptar al nuevo diseño de soporte. El objetivo es que el sensor deje de acoplarse mediante una estructura anclada al aerogenerador y sea posible acoplarlo al mismo buje nuevo a diseñar.

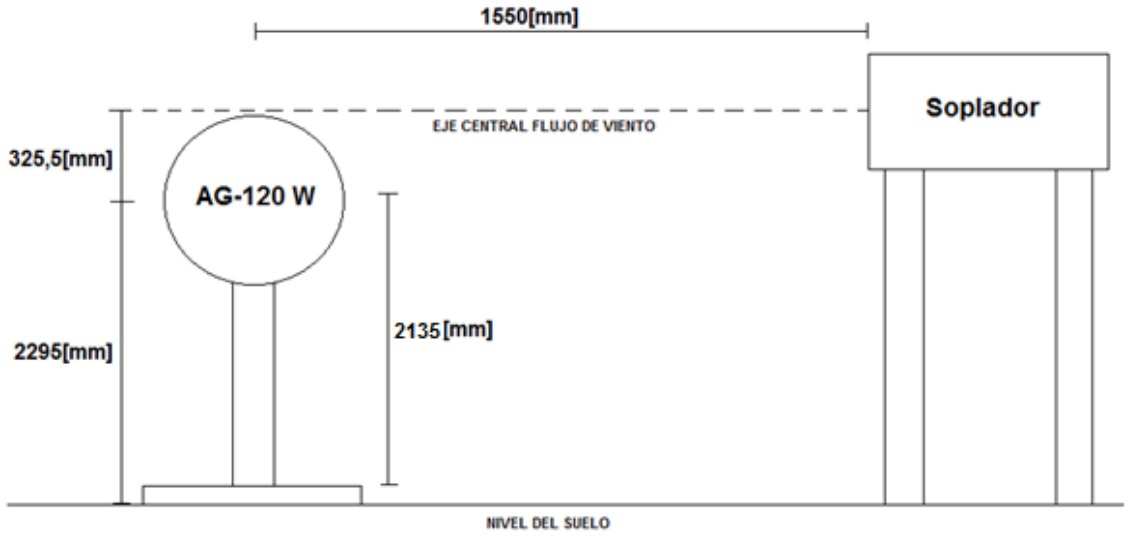
Figura 5.9 Dimensiones soporte actual del sensor contador de RPM.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



5.2.2 ALTURA ESTANDARIZADA DE CENTRALIZACIÓN DEL AEROGENERADOR CON EL FLUJO.

Habiendo dimensionado la estructura instalada (Figura 5.10), se puede estimar que el centro del aerogenerador de 120 Watts se encuentra 32,55 centímetros bajo el centro del flujo de viento; esta es una de las razones por la cual dicho sistema no es capaz de generar más energía eléctrica. Para atacar el problema, se debe definir la altura estandarizada a la cual se debe colocar cualquier aerogenerador para que se encuentre en concordancia axial con el flujo de viento.

Figura 5.10 Altura restante del centro del aerogenerador actual con el centro de flujo
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Con los planos y sus dimensiones anteriormente descritas, se obtiene el siguiente resultado para la altura del centro de salida del flujo de aire:

$$H_{flujo\ centrado\ 1} = 2620{,}5\ [mm] \quad (5.1)$$

$$H_{flujo\ centrado\ 2} = 2460{,}5\ [mm] \quad (5.2)$$

La relación 5.1 indica la altura a la que se debe instalar el centro del aerogenerador de 600[W] desde el suelo, mientras que la relación 5.2 indica la altura a la que se debe instalar el aerogenerador nuevo desde la base del enrejado.

Las opciones a diseñar serán a partir de la relación 5.2, con el objetivo de estandarizar la altura a partir de la base de la estructura mallada.

5.2.3 OPCIONES DE EXTENSIÓN CON SUJETADOR

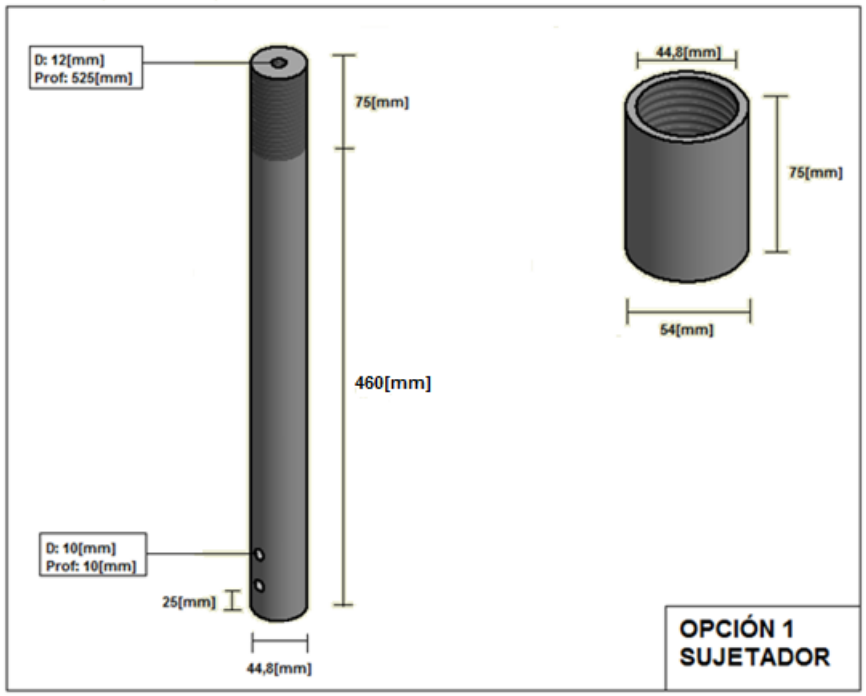
Una vez calculada la altura a la que se debe colocar el centroide de cualquier aerogenerador a instalar, se deben evaluar las propuestas para llevar a cabo la ampliación requerida del sistema para la nueva turbina cuya potencia puede llegar a generar 600 Watts de potencia.

Como se explicó anteriormente, la elección de la opción más viable es determinada tanto por factores de costos de construcción e implementación y posibilidad de obtener los materiales del mismo laboratorio de energías renovables.

5.2.3.1 **OPCIÓN 1:** EXTENSIÓN DE COLUMNA CILÍNDRICA HUECA, ROSCADA EN UN EXTREMO, ACOPLADA AL TUBO ACTUAL MEDIANTE UNION NO PERMANENTE

La idea inicial es realizar una extensión al tubo soportante mediante una extensión cilíndrica de acero inoxidable o al carbono (unión no permanente en la base), con las medidas precisas para cumplir con la altura de instalación del nuevo aerogenerador (relación 5.2), cuyo método de fijación a la extensión se realizará con un sujetador roscado para ensamblar a presión la base del aerogenerador a dicha columna (Figura 5.11).

Figura 5.11 Primera opción de sujetador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Para realizar lo anteriormente mencionado, la superficie exterior del buje debe ser capaz de soportar el roce de la base del aerogenerador cuando este se fije de forma definitiva, ya que el material de construcción del sujetador sería del mismo material que la extensión tubular, por lo tanto, se requiere además cotizar una superficie adherible tipo empaquetadura para generar un apriete total.

Los esfuerzos a los que se somete esta configuración son:

- Pandeo de columna por peso de aerogenerador.
- Cizalle en pernos de sujeción CHS 8.8 entre el tubo actualmente instalado y la extensión propuesta.
- Flexión por carga cíclica provocada por flujo de viento al momento de realizar las pruebas.
- Desgaste en sujetador tanto en la empaquetadura como en su sección roscada

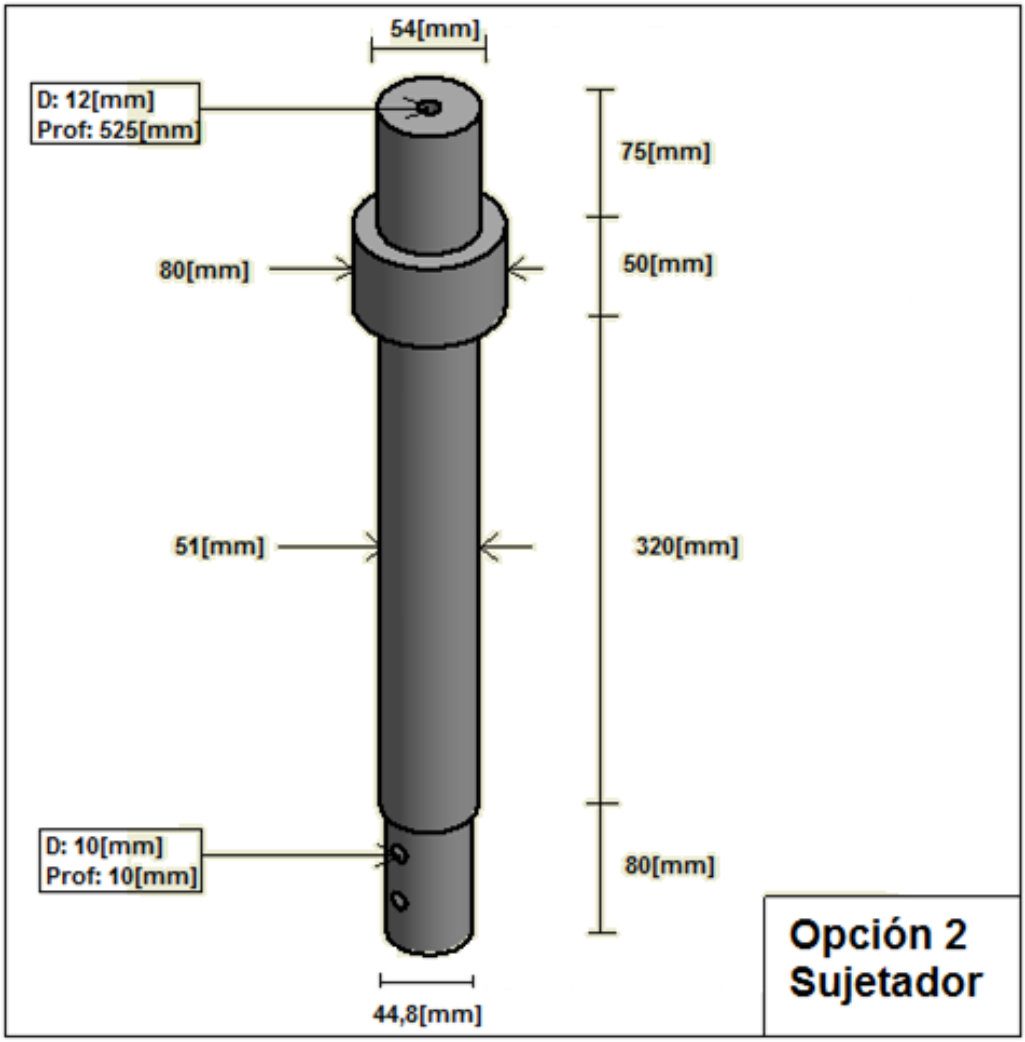
Como se puede apreciar, esta opción podría ser viable en cuanto cumpla con las condiciones mecánicas de seguridad solicitadas (representadas en los esfuerzos que soporta), sin embargo, su costo de construcción depende si se encuentra material disponible para su fabricación en el LER, además dicha opción considera materiales que no se encuentran en dicho laboratorio o fácilmente en el mercado (los tubos sin costura se encuentran estandarizados, por lo que se debería cotizar una sección cilíndrica y maciza del tamaño requerido, para mecanizarla según los requerimientos en el taller), por lo que se debe invertir en materia prima y mano de obra para su realización.

5.2.3.2 **OPCIÓN 2:** PIEZA ÚNICA TUBULAR CON SUJECIÓN MEDIANTE PERNOS CHS 8.8

Similar a la opción 1, la opción 2 considera una pieza única capaz de funcionar como soporte del aerogenerador mediante sujeción a presión, pero con un disco base perteneciente al mismo cuerpo que sea capaz de generar estabilidad a la instalación, con una extensión tubular que permita llegar hasta el centro de flujo requerido según las condiciones del nuevo aerogenerador.

La particularidad de esta pieza respecto de la anterior, es que su extensión es mecanizada de tal manera que la sección donde se instalan los pernos de sujeción (en el tubo soportante) se encuentra apoyada por la sección superior, la cual servirá como soporte extra dado que su dimensión es igual a la del tubo actualmente instalado (Figura 5.12).

Figura 5.12 Segunda Opción de sujetador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Dada esta configuración, los esfuerzos a los que se somete son los siguientes:

- Pandeo de columna por peso de aerogenerador.
- Cizalle en pernos de sujeción CHS 8.8 entre el tubo actualmente instalado y la extensión propuesta.
- Flexión por fatiga provocada por flujo de viento al momento de realizar las pruebas.

Al igual que la opción anterior, esta opción podría ser viable en cuanto cumpla con las condiciones mecánicas de seguridad solicitadas (representadas en los esfuerzos que soporta), sin embargo, su costo de construcción nuevamente depende si se encuentra material disponible para su construcción en el LER, considerando que dicha opción evalúa

utilizar materiales que no se encuentran en dicho laboratorio, por lo que se debe invertir en materia prima y mano de obra para su fabricación.

5.2.3.3 **OPCIÓN 3:** EXTENSIÓN TUBULAR SOLDADA A LA EXISTENTE ACOPLADA A PRESIÓN EN SUJETADOR DE POLIAMIDA.

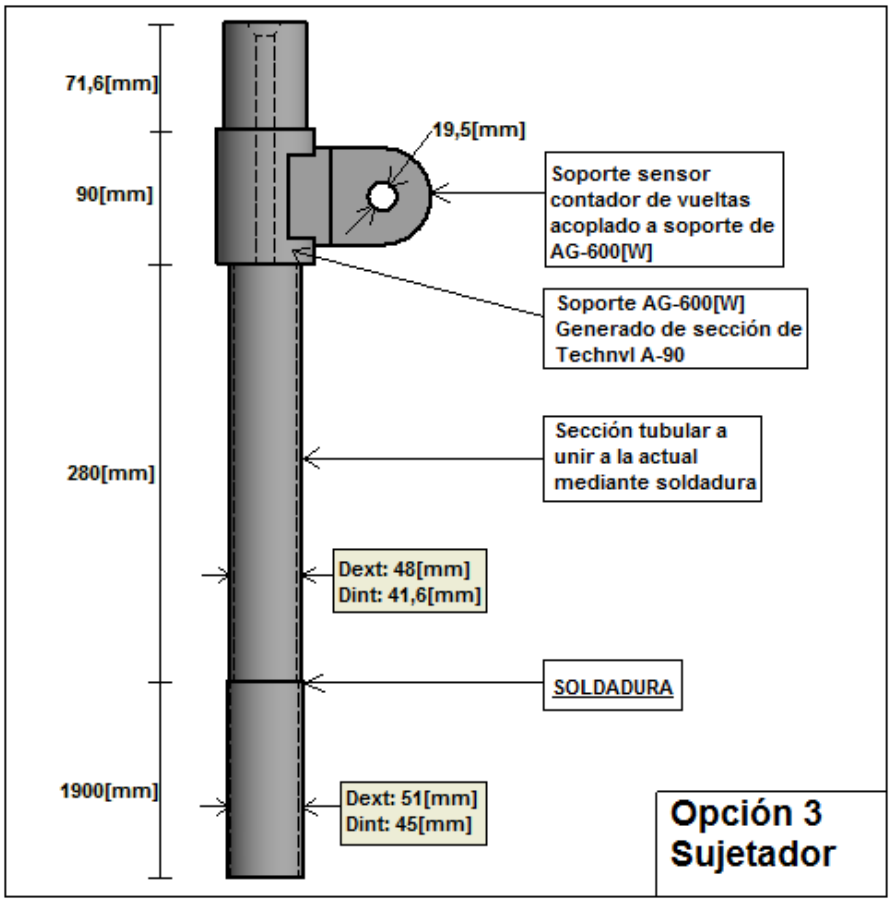
Una vez más, la opción 3 tiene muchas características similares a las opciones 1 y 2, con la diferenciación de que su fabricación no posee costos en materia prima, ya que se puede realizar en base a materiales reciclados disponibles en el LER.

De los materiales reutilizados y su mecanización para adaptarlos se puede detallar lo siguiente:

- La sección tubular para la extensión es similar a la ya instalada en la estructura (de acero al carbono), por lo que es de fácil manipulación mecánica (Corte y soldadura, no es necesario reducir diámetros).
- 2 piezas (cilíndrica y cuadrada) de Technyl Poliamida A-90 rescatadas de entre material reciclado que se puede mecanizar mediante torno y taladro para obtener un soporte dinámico que combina el sujetador del nuevo aerogenerador con una extensión maquinada para el sensor contador de revoluciones de los álabes.

Según el largo de la sección tubular a diseñar, se presenta la siguiente configuración (Figura 5.13):

Figura 5.13 Tercera opción de sujetador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Dada esta estructura, los esfuerzos a los que se somete la misma son los siguientes:

- Pandeo de columna por peso de aerogenerador.
- Flexión por carga cíclica provocada por flujo de viento al momento de realizar las pruebas.
- Concentración de esfuerzos en soldadura mencionada.

Al igual que las anteriores, esta opción puede ser viable en cuanto cumpla con las condiciones mecánicas de seguridad solicitadas (representadas en los esfuerzos que soporta), y al no poseer costo externo de materia prima y de mecanización (trabajos de fabricación en taller mecánico de la universidad), esta opción se vuelve la más viable en términos económicos, por lo que se procede a profundizar en sus diseños para que cumpla con las condiciones técnicas anteriormente descritas.

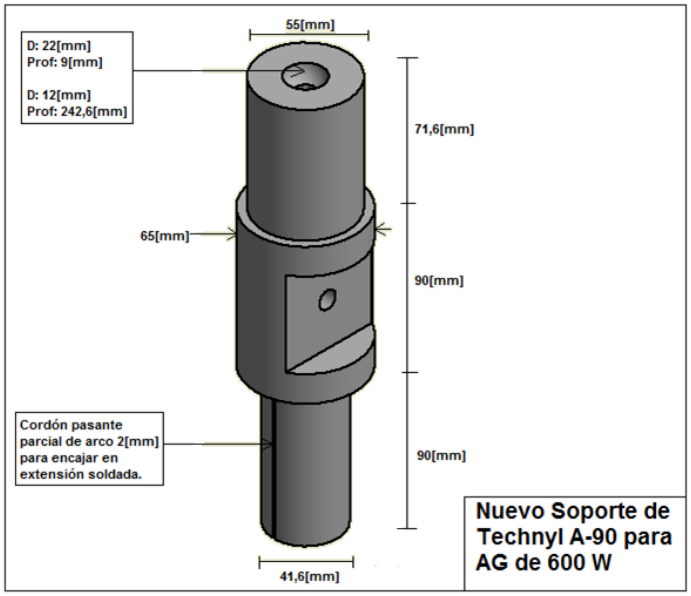
5.2.4 DISEÑO DE EXTENSIÓN CON SUJETADOR.

Como se explicó anteriormente, la solución a diseñar consta de la soldadura de un tubo sin costura reutilizado de acero al carbono, con un diámetro exterior de 48 [mm] e interior de 41,6 [mm], 3 [mm] menos que el diámetro exterior del ya perteneciente a la estructura y un largo de 280 [mm], acoplado a un soporte tubular de poliamida A-90 (Figura 5.14) y un soporte para el sensor contador de vueltas (Figura 5.15) fabricado con el mismo material.

En la figura 5.14 se muestran las medidas finales para la fabricación del soporte tubular para el aerogenerador de 600 [W]. Consta de una sección superior donde se inserta la base del aerogenerador, los cables de conexión atraviesan el sujetador a través del pasante generado para salir por el fin del soporte y seguir su camino por el tubo estructural. También cuenta con una zona media de mayor volumen, que tiene por objetivo dar estabilidad al soporte y conectar este con la pieza adicional para soportar el sensor contador de RPM. Finalmente, se mecaniza una parte inferior delgada, la cual tiene por objetivo ensamblar el sujetador al tubo de extensión.

Aprovechando que el tubo mencionado cuenta con un cordón de soldadura de arco interior de 2 milímetros, se decide realizar un canal en la parte inferior del soporte de las mismas características para que pueda ser calzado a presión en el tubo.

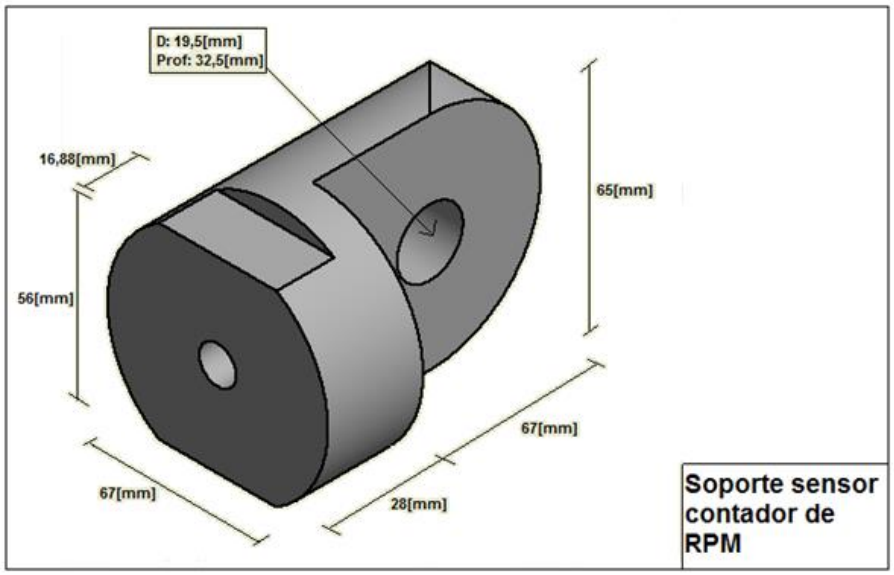
Figura 5.14 Nuevo soporte para aerogenerador de 600 Watts.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



En cuanto al soporte del sensor contador de RPM (Figura 5.15), se decidió optar por un modelo acoplado al mismo soporte diseñado, diferenciándose del anterior (Figura 5.9), que

se conectaba directamente al aerogenerador, por ende, su estructura no era la más factible si es que a eficiencia en la instalación se refiere. Por todo lo anterior, se ideó una forma de conectar este sensor a través de un soporte acoplado a presión al buje responsable de generar la estabilidad de la turbina.

Figura 5.15 Nuevo soporte para sensor contador de RPM.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



5.2.4.1 MEMORIA DE CÁLCULO

Una vez elegida la opción que tenga mayor viabilidad en cuanto a los criterios de diseño enunciados se refiere, es momento de comprobar que las modificaciones a implementar cumplen con las demandas mecánicas del sistema, es decir, corroborar que este sea factible técnicamente. Para realizar lo descrito resulta necesario enunciar las siguientes preguntas:

- ¿Cómo es la configuración a analizar?
- ¿Cuáles son los puntos críticos de dicha configuración?
- ¿Cuáles son las fuerzas que influyen y de qué tipo son?
- ¿Cuáles son los factores de seguridad asociados a la estructura?

Para finalmente preguntarse ¿Algún factor de seguridad es menor a 1?, si es así, ¿Se puede modificar el armado del sistema para tener una estructura estable y segura?

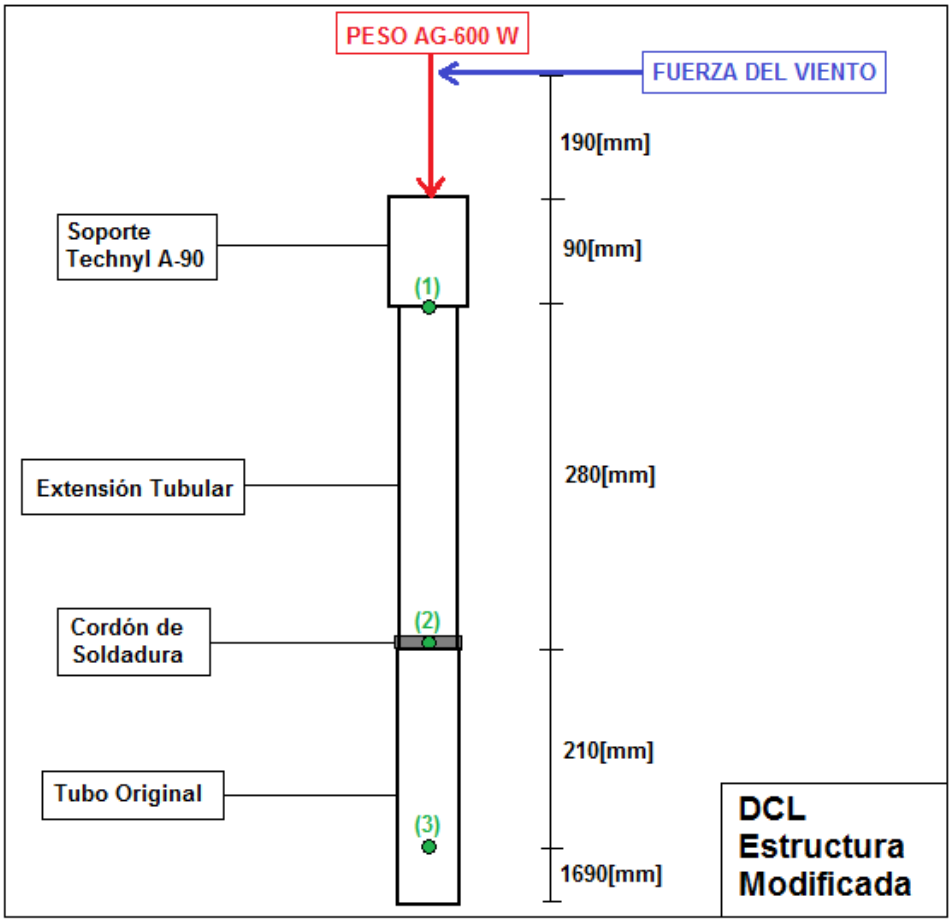
El alcance de esta memoria de cálculo incluye la explicación, análisis y justificación de las respuestas a las preguntas mencionadas anteriormente.

5.2.4.1.1 DIAGRAMA DE CUERPO LIBRE

A todo problema asociado a mecánica y resistencia de materiales se le asocia un diagrama de cuerpo libre, en el cual se denotan las fuerzas que actúan sobre la estructura y su tipo. A través de este diagrama se pueden responder las 2 primeras preguntas realizadas en esta memoria de cálculo.

La Figura 5.16 muestra de manera simplificada el sistema y las fuerzas de interés:

Figura 5.16 Diagrama de cuerpo libre de la estructura modificada
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



En el esquema se pueden apreciar 3 puntos de análisis: (1), (2) y (3). En dichos puntos se evaluará el factor de seguridad por pandeo de columna, cizalle de la estructura y flexión

debido a la fuerza del viento, la cual cuenta con la particularidad de que no es constante, dado que el soplador se acciona únicamente para las pruebas.

5.2.4.1.2 ANÁLISIS SISTEMA INACTIVO

El análisis incluye una carga estática provocada por el peso del aerogenerador, y una carga cíclica provocada por la fuerza del viento proveniente del soplador (Figura 5.16).

Según datos recopilados del aerogenerador a instalar, se sabe que su peso es aproximadamente:

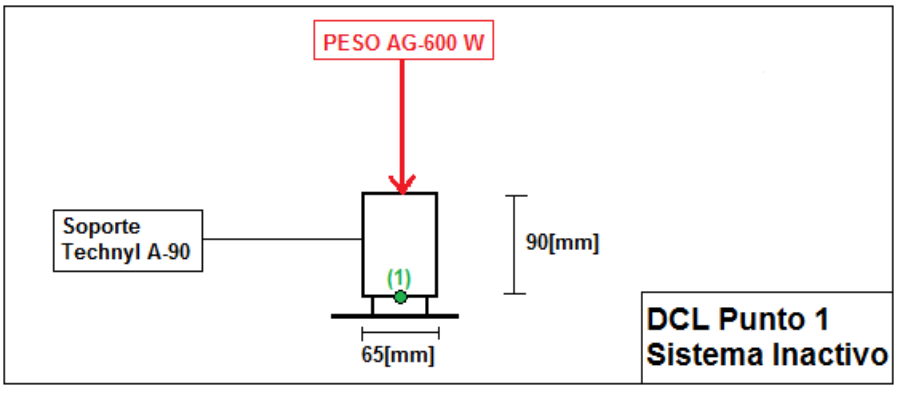
$$W_{AG-600} = 8[kg] \cdot 9{,}81 \left[\frac{m}{s^2}\right] = 78{,}48\ [N] \quad (5.3)$$

Si se analiza el sistema cuando se encuentra inactivo ($F_{viento} = 0$), la única carga que tiene influencia sobre la estructura en estas condiciones es la del peso del aerogenerador, la que se encarga de comprimir la sección tubular instalada. Por lo tanto, para iniciar un análisis estático de la estructura, se debe averiguar si dicha carga puede generar un pandeo en la columna tubular a instalar.

Evaluando la posibilidad de pandeo en cada punto de análisis, se tiene que:

En el punto 1, el diagrama de cuerpo libre consta de la sección representada por el soporte de poliamida A-90, siendo comprimida por el peso del aerogenerador, como se muestra en la figura 5.17.

Figura 5.17 DCL en el punto 1 de análisis.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



La sección sometida a la carga de compresión se puede considerar para los cálculos como un círculo sólido y uniforme de 65 [mm] de diámetro.

$$A_{Sección} = \frac{\pi \cdot 65^2}{4} = 3318{,}31\ [mm^2]\ (5.4)$$

Dado que se está trabajando con esfuerzos de compresión, la ecuación para realizar dicho cálculo viene dada por la expresión (3.31) del marco teórico:

$$\sigma_{Trabajo} = \frac{78{,}48\ [N]}{3318{,}31\ [mm^2]} = 0{,}02365\ [MPa]\ (5.5)$$

Como el análisis de falla en este caso es el de pandeo de la columna, es importante obtener la relación de esbeltez de la sección analizada (ecuación 3.72), para compararla con la relación de esbeltez crítica (ecuación 3.75), la cual determina cómo se calcula el esfuerzo crítico en el punto de análisis (ecuaciones 3.73 y 3.74). Para dicho cálculo, se debe obtener el radio de giro, el cual se obtiene mediante la ecuación 3.71, que considera al momento de inercia ecuatorial y a la sección:

$$I_{Sección} = \frac{\pi \cdot 65^4}{64} = 876240{,}51\ [mm^4]\ (5.6)$$

Por lo tanto, el radio de giro para este caso es:

$$K = \sqrt{\frac{876240{,}51\ [mm^4]}{3318{,}31\ [mm^2]}} = 16{,}25\ [mm]\ (5.7)$$

Considerando la condición empotrada libre sacada de la figura 3.35, la relación de esbeltez para este caso es igual a:

$$\lambda_1 = \frac{2 \cdot 90\ [mm]}{16{,}25\ [mm]} = 11{,}08\ [-]\ (5.8)$$

Mientras que para el cálculo de la esbeltez crítica se deben tener en cuenta los parámetros mostrados en la tabla 5.2:

Tabla 5.2 Parámetros importantes del Technyl Poliamida A-90
Fuente: http://www.serviciosplastisur.cl/

Parámetro	Valor
$S_{y,PA\ 90}$	$56\ [MPa]$
E	$1440\ [MPa]$
C	$1\ [-]$
$Masa\ volumétrica$	$1{,}14\ \left[\frac{g}{cm^3}\right]$

Así, la esbeltez crítica es igual a:

$$\lambda_{Critica} = \pi \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 1 \cdot 1440}{56}} = 22{,}53\ [-]\ (5.9)$$

Cómo la esbeltez crítica es mayor que la esbeltez calculada para el caso, el pandeo es del tipo inelástico, por lo que el esfuerzo crítico va a estar dado por la fórmula de Johnson:

$$\sigma_{Critico} = 56 - \left(\frac{56 \cdot 180}{2\pi \cdot 16{,}25}\right)^2 \cdot \frac{1}{1 \cdot 1440} = 49{,}23\ [MPa]\ (5.10)$$

Por lo que, el Factor de seguridad o diseño expresado a continuación dice que:

$$n = \frac{49{,}23\ [MPa]}{0{,}02365\ [MPa]} = 2081{,}616\ [-]\ (5.11)$$

El resultado mantiene lógica, dado que ninguna estructura se puede pandear con estos niveles tan ínfimos de carga y largo de columna.

En el punto 2, a modo de simplificar el problema, se calcula el peso del soporte y se agrega a la carga producida por el aerogenerador para identificar de forma especial el comportamiento del tubo de extensión ante la posibilidad del pandeo.

De la tabla 5.2 se sabe que la masa volumétrica del soporte es:

$$m_{vol} = 1{,}14\ \left[\frac{gr}{cm^3}\right]\ (5.12)$$

Y su volumen a considerar para el cálculo:

$$V_{cons} = \frac{\pi \cdot 6{,}5^2}{4} \cdot 9 = 298{,}65\ [cm^3]\ (5.13)$$

Por lo que, multiplicando la masa volumétrica con el volumen considerado se obtiene la masa considerada del soporte:

$$m_{soporte} = \frac{1{,}14 \cdot 298{,}65}{1000} = 0{,}34\ [kg]\ (5.14)$$

Por lo que la carga del soporte es igual a:

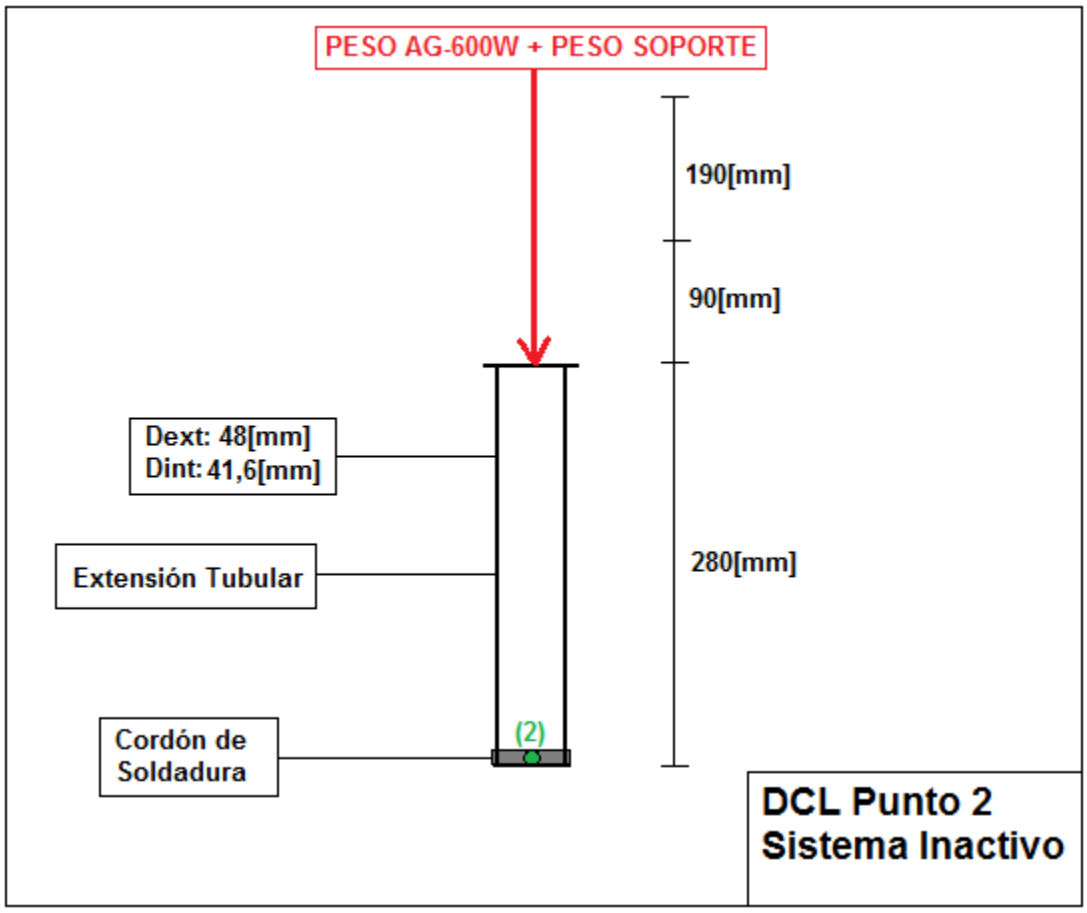
$$W_{Soporte} = 0{,}34[kg] \cdot 9{,}81\left[\frac{m}{s^2}\right] = 3{,}34\ [N]\ (5.15)$$

Y la carga total es igual a la suma de (5.3) y (5.15):

$$W_{Total} = 81{,}82\ [N]\ (5.16)$$

Considerando dicha suma de pesos, el diagrama de cuerpo libre para el punto 2 queda configurado como se muestra en la Figura 5.18:

Figura 5.18 DCL en el punto 2 de análisis
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



La sección sometida a la carga de compresión se puede considerar para los cálculos como un círculo hueco con diámetro exterior igual a 48 [mm] y diámetro interior de 41,6 [mm].

$$A_{Sección} = \frac{\pi \cdot (48^2 - 41{,}6^2)}{4} = 450{,}37\ [mm^2] \quad (5.17)$$

Dado que se está trabajando con esfuerzos de compresión, al igual que en el punto 1, el esfuerzo de trabajo viene dado por:

$$\sigma_{Trabajo} = \frac{81{,}82\ [N]}{450{,}37\ [mm^2]} = 0{,}182\ [MPa] \quad (5.18)$$

Como el análisis de falla en este caso es el de pandeo de la columna, al igual que en el punto 1, el modo de proceder para obtener el factor de seguridad o de diseño en el punto 2 es básicamente del mismo orden, por lo que, el momento de inercia ecuatorial para la sección de análisis es:

$$I_{Sección} = \frac{\pi \cdot (48^4 - 41{,}6^4)}{64} = 113567{,}50\ [mm^4] \quad (5.19)$$

Por lo tanto, el radio de giro es igual a:

$$K = \sqrt{\frac{113567{,}50\ [mm^4]}{450{,}37\ [mm^2]}} = 15{,}88\ [mm] \quad (5.20)$$

Considerando la condición empotrada libre, la relación de esbeltez para el punto 2 es igual a:

$$\lambda_2 = \frac{2 \cdot 280\ [mm]}{15{,}88\ [mm]} = 35{,}27\ [-] \quad (5.21)$$

Mientras que para el cálculo de la esbeltez crítica se deben tener en cuenta los parámetros mostrados en la tabla 5.3:

Tabla 5.3 parámetros importantes de Tuberías sin costura (ASTM A53 Grado B)
Fuente: http://octalacero.com/astm-a53

Parámetro	Valor
S_y	$240\ [MPa]$
S_u	$415\ [MPa]$
E	$19{,}5 \cdot 10^4\ [MPa]$
C	$\frac{1}{4}\ [-]$

Así, la esbeltez crítica es igual a:

$$\lambda_{Critica} = \pi \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \frac{1}{4} \cdot 19{,}5 \cdot 10^4}{240}} = 63{,}32\ [-] \quad (5.22)$$

Cómo la esbeltez crítica es mayor que la esbeltez calculada para el caso, el pandeo es del tipo inelástico, por lo que el esfuerzo crítico va a estar dado por la fórmula de Johnson:

$$\sigma_{Critico} = 240 - \left(\frac{240 \cdot 560}{2\pi \cdot 15{,}88}\right)^2 \cdot \frac{1}{0{,}25 \cdot 19{,}5 \cdot 10^4} = 202{,}78\ [MPa] \quad (5.23)$$

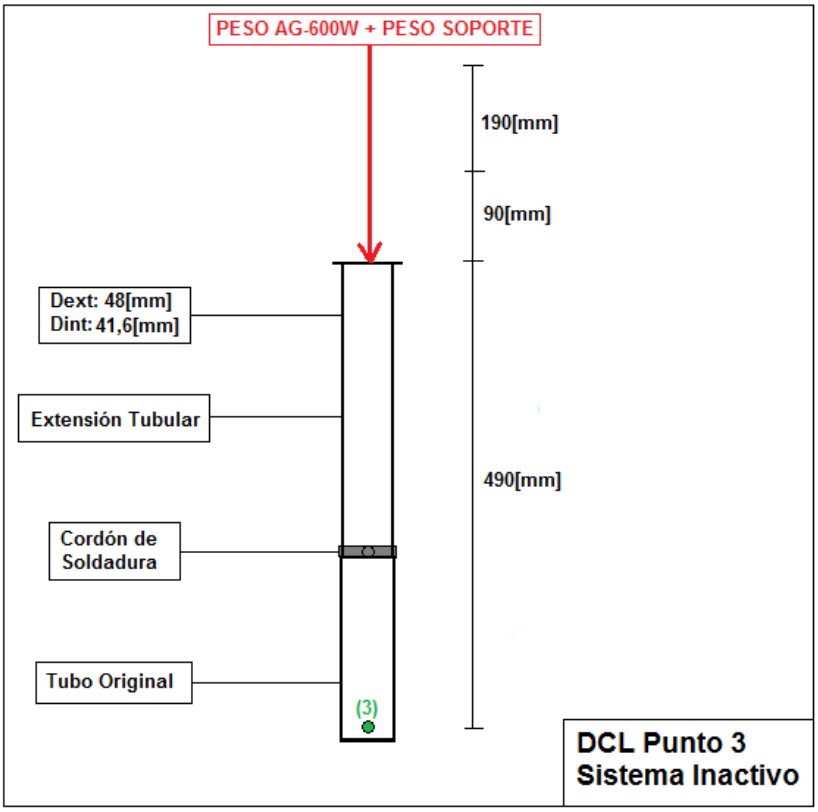
Por lo que, el Factor de seguridad o diseño expresado a continuación dice que:

$$n = \frac{202{,}78\ [MPa]}{0{,}182\ [MPa]} = 1116{,}199\ [-]\ (5.24)$$

El resultado mantiene lógica, dado que al aumentar la carga y el largo de la columna a analizar es claro que el factor de seguridad disminuya, pero sigue siendo muy alto, de esta forma, en el análisis del sistema inactivo, se asegura que en el punto 2 (donde se realiza la soldadura) la columna no se pandeará.

El punto 3 se vuelve un punto especial en el análisis, dado que en dicho punto se implementan apoyos en la estructura para mitigar el efecto que tiene la carga cíclica del viento sobre la misma (como se muestra en la Figura 2.12 del Capítulo II de esta tesis). Un método de simplificación a considerar en el cálculo del factor de seguridad por pandeo en este punto es que el cambio de sección de la soldadura al tubo originalmente instalado tiene caracteres ínfimos, por lo tanto, para el análisis en dicho punto, se considerará que el diámetro exterior es igual al de la extensión tubular instalada (Figura 5.19).

Figura 5.19 DCL en el punto 3 de análisis.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Realizando estas suposiciones, existen valores provenientes del punto 2, que se repiten en el punto 3, estos se enuncian a continuación:

Carga aplicada:

$$W_{Total} = 81{,}82\ [N] \text{ (5.25)}$$

Área de sección:

$$A_{Sección} = \frac{\pi \cdot (48^2 - 41{,}6^2)}{4} = 450{,}37\ [mm^2] \text{ (5.26)}$$

Esfuerzo de trabajo:

$$\sigma_{Trabajo} = \frac{81{,}82\ [N]}{450{,}37\ [mm^2]} = 0{,}182\ [MPa] \text{ (5.27)}$$

Momento de inercia ecuatorial:

$$I_{Sección} = \frac{\pi \cdot (48^4 - 41{,}6^4)}{64} = 113567{,}50\ [mm^4] \text{ (5.28)}$$

Radio de giro:

$$K = \sqrt{\frac{113567{,}50\ [mm^4]}{450{,}37\ [mm^2]}} = 15{,}88\ [mm] \text{ (5.29)}$$

Considerando la condición empotrada libre de la estructura, la relación de esbeltez para el punto 3 es igual a:

$$\lambda_3 = \frac{2 \cdot 490\ [mm]}{15{,}88\ [mm]} = 61{,}71\ [-] \text{ (5.30)}$$

Dado que la relación de esbeltez crítica no considera el largo de la columna, su valor es igual al enunciado en el punto 2:

$$\lambda_{Critica} = \pi \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \frac{1}{4} 19{,}5 \cdot 10^4}{240}} = 63{,}32\ [-] \text{ (5.31)}$$

Como la relación de esbeltez crítica sigue siendo mayor a la relación de esbeltez en el punto de análisis, el pandeo sigue siendo del tipo inelástico y se ocupa la ecuación de Johnson para calcular el esfuerzo crítico:

$$\sigma_{Critico} = 240 - \left(\frac{240 \cdot 980}{2\pi \cdot 15{,}88}\right)^2 \cdot \frac{1}{0{,}25 \cdot 19{,}5 \cdot 10^4} = 126{,}01\ [MPa] \text{ (5.32)}$$

Por lo que, el Factor de seguridad o diseño expresado a continuación dice que:

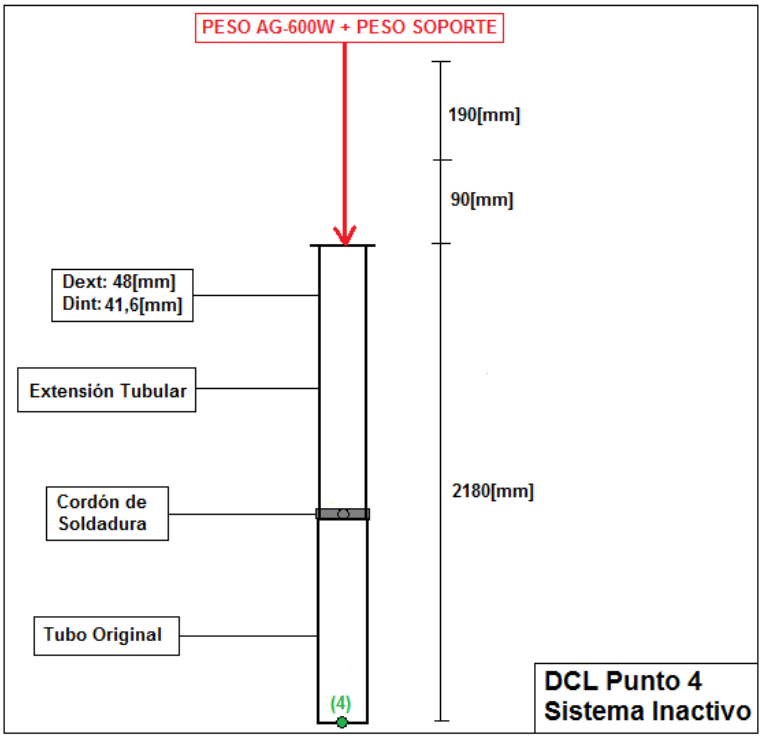
$$n = \frac{126{,}01[MPa]}{0{,}182\ [MPa]} = 693{,}627\ [-]\ (5.33)$$

El resultado sigue manteniendo la lógica, dado que si bien la carga se mantiene constante, el largo de la columna es mayor, y al realizar el análisis es claro que el factor de seguridad disminuya. De esta manera, en el análisis del sistema inactivo, se asegura que en el punto 3 (donde se instalan los apoyos) la columna no se pandeará.

Pero, qué pasaría si no existieran los apoyos en el punto 3. Para realizar un cálculo según esta teoría, se decide realizar un análisis en la base de la estructura simulando un punto 4 ubicado en dicha zona, asumiendo que no existe ningún apoyo en el punto 3, para apreciar si los apoyos implementados son realmente necesarios, al menos para el caso estático.

Al igual que en el punto 3, en el punto 4 se realiza la suposición de que no existe un cambio de sección entre la porción tubular añadida a la estructura y la original (figura 5.20).

Figura 5.20 DCL en el punto 4 de análisis
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Realizando dichas suposiciones, existen valores provenientes del punto 2 que se repiten en el punto 4, estos se enuncian a continuación:

Carga aplicada:

$$W_{Total} = 81{,}82\ [N] \text{ (5.34)}$$

Área de sección:

$$A_{Sección} = \frac{\pi \cdot (48^2 - 41{,}6^2)}{4} = 450{,}37\ [mm^2] \text{ (5.35)}$$

Esfuerzo de trabajo:

$$\sigma_{Trabajo} = \frac{81{,}82\ [N]}{450{,}37\ [mm^2]} = 0{,}182\ [MPa] \text{ (5.36)}$$

Momento de inercia ecuatorial:

$$I_{Sección} = \frac{\pi \cdot (48^4 - 41{,}6^4)}{64} = 113567{,}50\ [mm^4] \text{ (5.37)}$$

Radio de giro:

$$K = \sqrt{\frac{113567{,}50\ [mm^4]}{450{,}37\ [mm^2]}} = 15{,}88\ [mm] \text{ (5.38)}$$

Considerando la condición empotrada libre, la relación de esbeltez para el punto 4 es igual a:

$$\lambda_3 = \frac{2 \cdot (1900 + 280)\ [mm]}{15{,}88\ [mm]} = 274{,}57\ [-] \text{ (5.39)}$$

Dado que la relación de esbeltez crítica no considera el largo de la columna, su valor es igual al enunciado en el punto 2:

$$\lambda_{Critica} = \pi \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \frac{1}{4} \cdot 19{,}5 \cdot 10^4}{240}} = 63{,}32\ [-] \text{ (5.40)}$$

Como la relación de esbeltez crítica es menor a la relación de esbeltez en el punto de análisis, el pandeo es del tipo elástico y se ocupa la ecuación de Euler para calcular el esfuerzo crítico:

$$\sigma_{Critico} = \frac{\pi^2 \cdot 19{,}5 \cdot 10^4 \cdot 0{,}25}{274{,}57^2} = 6{,}38\ [MPa] \text{ (5.41)}$$

Por lo que, el Factor de seguridad o diseño expresado a continuación dice que:

$$n = \frac{6{,}38[MPa]}{0{,}182\ [MPa]} = 35{,}13\ [-]\ (5.42)$$

Aun simulando el caso más desfavorable, el sistema con la carga asociada no sufrirá pandeo de su columna.

5.2.4.1.3 ANÁLISIS SISTEMA ACTIVO

Una vez comprobado que el sistema instalado no se pandeará por estar sometido al peso del aerogenerador, es momento de analizar el sistema incluyendo la carga fluctuante provocada por la fuerza del viento cuando el SETE se encuentra en funcionamiento. Del marco teórico de esta tesis se puede justificar que este sea un caso común de fatiga, dado que existe una fuerza fluctuante que varía entre:

- Cero, cuando el sistema se encuentra inactivo.
- Fuerza de viento máxima, cuando el sistema se encuentra funcionando al máximo de las capacidades permitidas por la norma IEC-61400 del diseño de aerogeneradores.

El primer paso para obtener el factor de seguridad en cada punto de análisis considerando la fuerza fluctuante, es obtener la fuerza del viento máxima, que viene dada por:

$$F_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot A_{contacto} \cdot v_{viento}^2 \cdot C_t(TSR)\ (5.43)$$

Según la norma mencionada, la velocidad del aire en ensayos no debe superar los 25 [m/s], por ende, esta será la velocidad a ocupar para los cálculos. Además, el laboratorio de energías renovables se encuentra a temperatura ambiente, por lo tanto:

$$\rho_{aire} = 1{,}225\ \left[\frac{kg}{m^3}\right]\ (5.44)$$

En cuanto al área de contacto, esta corresponde a la sección cubierta por los álabes cuando se encuentran en movimiento estable, formando una circunferencia de diámetro:

$$d_{aire} = 62 \cdot \frac{2}{100} = 1{,}24\ [m]\ (5.45)$$

Por lo que el área de impacto del viento sobre el aerogenerador es igual a:

$$A_{impacto} = \frac{\pi \cdot 1{,}24^2}{4} = 1{,}21[m^2]\ (5.46)$$

Por lo tanto, si se considera el caso extremo donde el coeficiente de empuje en función de la velocidad específica ($C_t(TSR)$) sea igual a 2, la fuerza de viento máxima aplicada en el centro de masa del aerogenerador, considerando las condiciones planteadas, es:

$$F_{viento,max} = 924{,}59\ [N]\ (5.47)$$

Y la fuerza de viento mínima es:

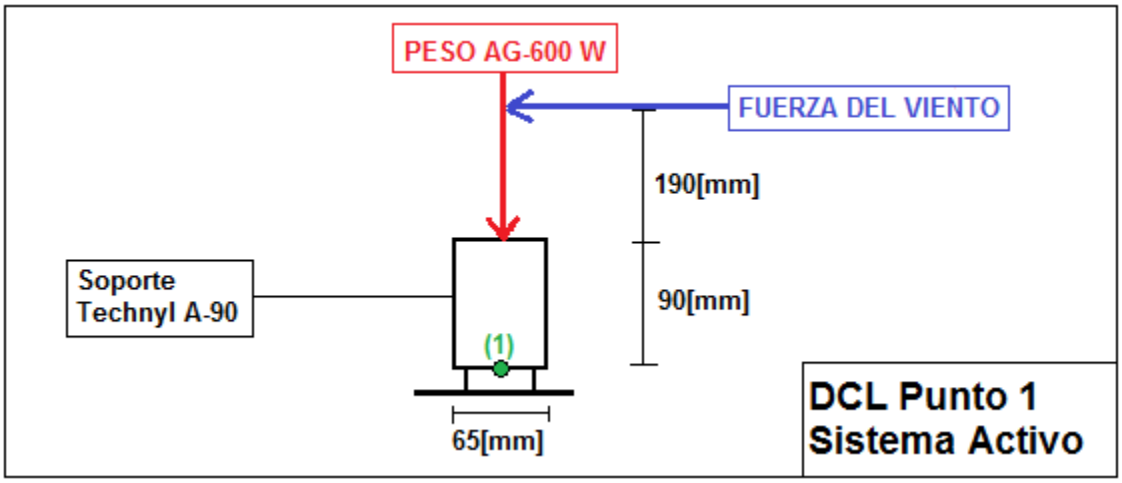
$$F_{viento,min} = 0\ [N]\ (5.48)$$

De la teoría, se sabe que en los puntos de análisis 1, 3 y el eventual punto 4 (con las suposiciones realizadas anteriormente), las dos cargas involucradas (Compresión estática y flexión cíclica), en forma combinada, producirán compresión máxima en el punto donde la flexión genere compresión en la estructura, que es en la parte posterior del tubo, por lo que en aquellos puntos se pueden sumar los esfuerzos de compresión y flexión para obtener los esfuerzos máximos y mínimos requeridos para trabajar con las ecuaciones del análisis de falla por fatiga.

En el caso del punto 2, el análisis se debe realizar en el cordón de soldadura, con sus respectivas ecuaciones pero ahora enfocadas para trabajar considerando los esfuerzos fatigantes.

El diagrama de cuerpo libre para el punto 1 involucra las siguientes fuerzas y distancias (Figura 5.21):

Figura 5.21 DCL en el punto 1 de análisis
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Dado que la sección del soporte y el peso del aerogenerador conforman el esfuerzo de compresión, este será igual al calculado en el punto 1 para el análisis del sistema inactivo, al igual que su momento de inercia ecuatorial:

$$\sigma_{Compresión} = \frac{78{,}48\ [N]}{3318{,}31\ [mm^2]} = 0{,}02365\ [MPa] \text{ (5.49)}$$

$$I = 876240{,}51\ [mm^4] \text{ (5.50)}$$

En cuanto al Esfuerzo de compresión por flexión, su cálculo está dado por la ecuación 3.33 del marco teórico y, al ser una carga fluctuante, tendrá un valor máximo y un valor mínimo. Por lo tanto, sea:

$$c = \frac{65}{2} = 32{,}5\ [mm] \text{ (5.51)}$$

El esfuerzo de flexión máximo y mínimo en el punto de análisis vienen dados por:

$$\sigma_{Flexión,max} = \frac{924{,}59 \cdot 280 \cdot 32{,}5}{876240{,}51} = 9{,}60\ [MPa] \text{ (5.52)}$$

$$\sigma_{Flexión,min} = \frac{0 \cdot 280 \cdot 32{,}5}{876240{,}51} = 0\ [MPa] \text{ (5.53)}$$

Teniendo un esfuerzo de flexión máximo y uno mínimo, se pueden calcular los esfuerzos máximos y mínimos de compresión de la estructura sumando el esfuerzo de compresión por el aerogenerador calculado en la ecuación 5.49:

$$\sigma_{max} = 9{,}63\ [MPa] \text{ (5.54)}$$

$$\sigma_{min} = 0{,}03\ [MPa] \text{ (5.55)}$$

Siguiendo las ecuaciones 3.77 y 3.78 del marco teórico, el esfuerzo de amplitud y el esfuerzo medio son iguales a:

$$\sigma_a = \frac{9{,}63 - 0{,}03}{2} = 4{,}8\ [MPa] \text{ (5.56)}$$

$$\sigma_m = \frac{9{,}63 + 0{,}03}{2} = 4{,}83\ [MPa] \text{ (5.57)}$$

Como los esfuerzos de amplitud y medios obtenidos son distintos y mayores a cero, según lo estudiado en el marco teórico de esta tesis, se está trabajando con esfuerzos fluctuantes, por lo que está permitido trabajar con las relaciones de Soderberg (3.100), Goodman modificada (3.101) y Gerber (3.102) para el cálculo del factor de seguridad o de diseño para vida infinita.

Para hacer efectivo el uso de dichas relaciones, se debe obtener la resistencia a la fatiga para vida infinita del soporte, considerando los factores de la ecuación 3.80.

Para el cálculo de la resistencia a la fatiga del material de construcción se debe tener en cuenta que, según los datos que se manejan, se puede asumir que en el caso de utilizar PA90:

$$S_{u,PA90} = S_{y,PA90} = 56\ [MPa] \text{ (5.58)}$$

Lo que es una aproximación bastante conservadora, considerando que será $S_{y,PA90}$ el valor "castigado" para obtener S_e.

Según la ecuación 3.79:

$$S'_e = 0{,}504 \cdot 56 = 28{,}22\ [MPa] \text{ (5.59)}$$

En cuanto al acabado superficial (3.81), esta pieza fue maquinada, por lo que, según la figura 3.42, dicho factor será igual a:

$$k_a = 4{,}45 \cdot 56^{-0{,}265} = 1{,}53\ [-] \text{ (5.60)}$$

Para la obtención del factor de tamaño o de forma (ecuación 3.82), se sabe que el diámetro corresponde a 65 milímetros, existiendo flexión. Por lo que el valor seleccionado será el que castigue más el valor de la resistencia a la fatiga:

$$k_b = 0{,}6[-] \text{ (5.61)}$$

Sin embargo, si se observa la ecuación 3.83, en el caso de una viga maciza no rotatoria se tiene un diámetro equivalente igual a:

$$d_e = 0{,}37 \cdot 65 = 24{,}05\ [mm] \text{ (5.62)}$$

Por lo tanto el factor de tamaño o forma en realidad viene dado por:

$$k_b = \left(\frac{24{,}05}{7{,}62}\right)^{-0{,}1133} = 0{,}88\ [-] \text{ (5.63)}$$

Para calcular el factor de carga, se debe apreciar la ecuación 3.84 del marco teórico. Se sabe que existe carga axial y carga de flexión, como se está trabajando bajo estimaciones pesimistas, se decide que:

$$k_c = 0{,}923\ [-] \text{ (5.64)}$$

En cuanto al factor de temperatura, siempre se está trabajando bajo las condiciones ambientales, y, al estar en un laboratorio, no se consideran factores de efectos diversos (ecuación 3.85 igual a 1):

$$k_d = 1\ [-] \text{ (5.65)}$$

$$k_e = 1\ [-] \text{ (5.66)}$$

Teniendo en consideración que en el punto de evaluación no existe cambio de sección (ecuación 3.86):

$$k_f = 1\ [-] \text{ (5.67)}$$

Por lo tanto:

$$S_e = 1{,}53 \cdot 0{,}88 \cdot 0{,}923 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 28{,}22 = 35{,}02\ [MPa] \text{ (5.68)}$$

Evaluando por las relaciones 3.100, 3.101 y 3.102 se tiene que:

Soderberg:

$$\frac{4{,}8}{35{,}02} + \frac{4{,}83}{56} = \frac{1}{n} \text{ (5.68)}$$

$$n = 4{,}48\ [-] \text{ (5.69)}$$

En este caso, dadas las suposiciones realizadas, Goodman modificada arroja el mismo factor de seguridad o de diseño que Soderberg, mientras que Gerber:

$$\frac{n \cdot 4{,}8}{35{,}02} + \frac{n^2 \cdot 4{,}83^2}{56^2} = 1 \text{ (5.70)}$$

$$n = 5{,}59\ [-] \text{ (5.71)}$$

Por lo tanto, el factor de seguridad o de diseño vendrá dado por el más conservador obtenido, es decir, el que se obtiene en (5.69). Lo anterior indica que, en este punto de análisis, la estructura no fallará por fatiga y posee vida infinita.

Para los puntos de análisis 2, 3 y 4, se considerará la carga estática igual a la calculada para los casos de pandeo en dichos puntos, considerando el peso del soporte y del aerogenerador sobre el tubo, que a su vez se considerará uniforme y de área de sección igual a:

$$A_{Sección} = \frac{\pi \cdot (48^2 - 41{,}6^2)}{4} = 450{,}37\ [mm^2]\ (5.72)$$

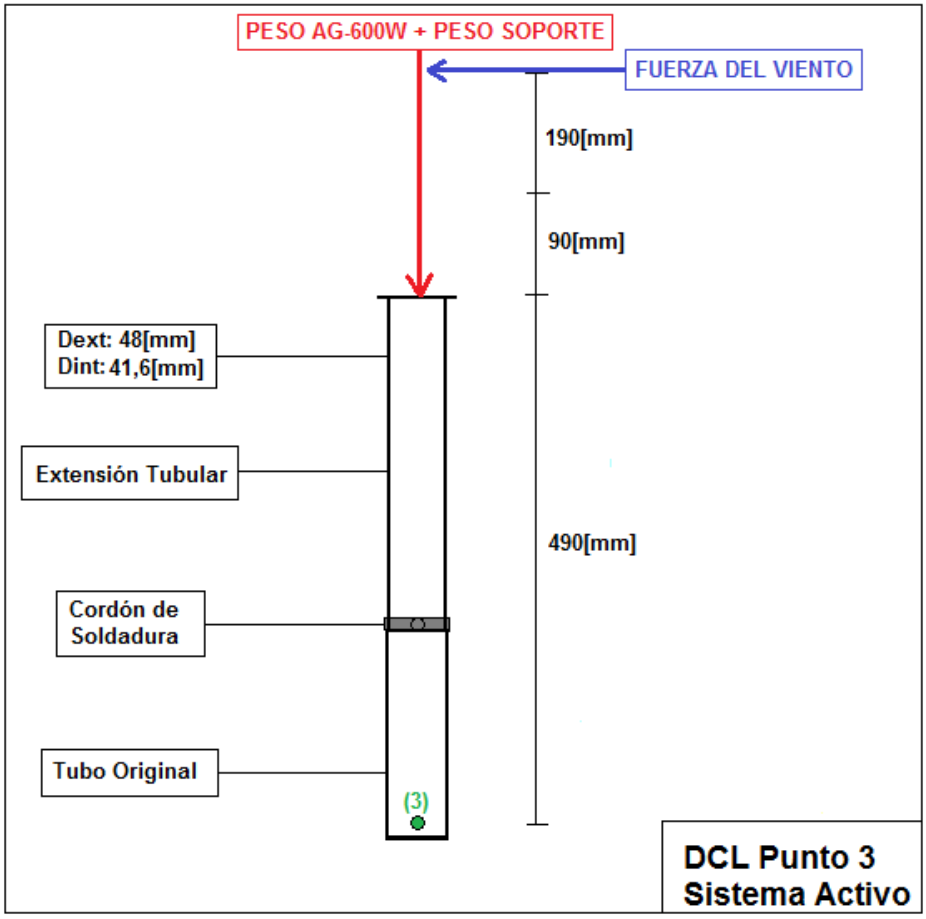
Y esfuerzo de compresión estático igual a:

$$\sigma_{Compresión} = \frac{81{,}82\ [N]}{450{,}37\ [mm^2]} = 0{,}182\ [MPa]\ (5.73)$$

En el caso de las fuerzas de viento mínima y máxima, estás mantienen sus valores para los 4 puntos de análisis, sin embargo, su valor de esfuerzo cambiará según se calculen los momentos de flexión máximos y mínimos.

Dejando para el final el cálculo en la soldadura (punto 2), el diagrama de cuerpo libre para el punto 3 involucra las siguientes fuerzas y distancias (Figura 5.22):

Figura 5.22. DCL en el punto 3 de análisis
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Donde el esfuerzo estático que comprime la estructura se muestra en (5.73). Como la sección es la misma que la calculada en el análisis inactivo, el momento de inercia ecuatorial es igual a:

$$I = 113567{,}50\ [mm^4] \text{ (5.74)}$$

En cuanto al Esfuerzo de compresión por flexión, su cálculo estará dado por la misma ecuación anteriormente explicitada y, al igual que en el punto 1, tendrá un valor máximo y un valor mínimo. Por lo tanto, sea:

$$c = \frac{48}{2} = 24\ [mm] \text{ (5.75)}$$

El esfuerzo de flexión máximo y mínimo en el punto de análisis vienen dados por:

$$\sigma_{Flexión,max} = \frac{924{,}59 \cdot 770 \cdot 24}{113567{,}50} = 150{,}45\ [MPa] \text{ (5.76)}$$

$$\sigma_{Flexión,min} = \frac{0 \cdot 770 \cdot 24}{113567{,}50} = 0\ [MPa] \text{ (5.77)}$$

Al obtener los esfuerzos de flexión máximo y mínimo, se pueden calcular los esfuerzos máximos y mínimos de compresión de la estructura:

$$\sigma_{max} = 150{,}632\ [MPa] \text{ (5.78)}$$

$$\sigma_{min} = 0{,}182\ [MPa] \text{ (5.79)}$$

Siguiendo las ecuaciones de esfuerzo de amplitud y esfuerzo medio se tiene que, para este punto de análisis:

$$\sigma_a = \frac{150{,}632 - 0{,}182}{2} = 75{,}226\ [MPa] \text{ (5.80)}$$

$$\sigma_m = \frac{150{,}632 + 0{,}182}{2} = 75{,}408\ [MPa] \text{ (5.81)}$$

Como los esfuerzos de amplitud y medios obtenidos son distintos y mayores a cero, es posible afirmar que se está trabajando con esfuerzos fluctuantes, por lo que, al igual que en el punto 1, se puede trabajar con las relaciones de Soderberg, Goodman modificada y Gerber para el cálculo del factor de seguridad o de diseño para vida infinita.

Para poder hacer efectivo el uso de dichas relaciones, se debe obtener la resistencia a la fatiga para vida infinita del soporte, considerando los factores de reducción de la misma.

Para el cálculo de la resistencia a la fatiga del material de construcción se debe tener en cuenta que, según los datos que se manejan, en el caso de utilizar acero al carbono para tuberías sin costura:

$$S_u = 415\ [MPa] \text{ (5.82)}$$

$$S_y = 240\ [MPa] \text{ (5.83)}$$

Según la ecuación 3.79 la resistencia a la fatiga del acero al carbono es igual a:

$$S'_e = 0{,}504 \cdot 415 = 209{,}16\ [MPa] \text{ (5.84)}$$

En cuanto al acabado superficial, esta pieza ha sido maquinada, por lo que su valor se puede calcular como se muestra en la ecuación 5.85, con sus factores correspondientes:

$$k_a = 4{,}45 \cdot 415^{-0{,}265} = 0{,}901\ [-] \text{ (5.85)}$$

Para la obtención del factor de tamaño o de forma, al igual que en el punto 1, se evalúa el caso de una viga maciza o hueca no rotatoria, de esta relación, se tiene un diámetro equivalente igual a:

$$d_e = 0{,}37 \cdot 48 = 17{,}76\ [mm] \text{ (5.86)}$$

Por lo tanto el factor de tamaño o forma viene dado por:

$$k_b = \left(\frac{17{,}76}{7{,}62}\right)^{-0{,}1133} = 0{,}91\ [-] \text{ (5.87)}$$

En cuanto al factor de carga, se sabe que existe carga axial y carga de flexión. Como se está trabajando bajo estimaciones pesimistas, se decide que:

$$k_c = 0{,}923\ [-] \text{ (5.88)}$$

Dadas las condiciones ambientales y considerando que las pruebas se hacen en un laboratorio, tanto el factor de temperatura como el de efectos diversos pueden considerarse iguales a 1:

$$k_d = 1\ [-] \text{ (5.89)}$$

$$k_e = 1\ [-] \text{ (5.90)}$$

Teniendo en consideración que en el punto de evaluación no existe cambio de sección:

$$k_f = 1\ [-]\ (5.91)$$

Por lo tanto:

$$S_e = 0{,}901 \cdot 0{,}91 \cdot 0{,}923 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 209{,}16 = 157{,}99\ [MPa]\ (5.92)$$

Evaluando por las relaciones de Soderberg, goodman modificada y Gerber, se tiene que:

Soderberg:

$$\frac{75{,}226}{157{,}99} + \frac{75{,}408}{240} = \frac{1}{n}\ (5.93)$$

$$n = 1{,}27\ [-]\ (5.94)$$

Goodman modificada:

$$\frac{75{,}226}{157{,}99} + \frac{75{,}408}{415} = \frac{1}{n}\ (5.95)$$

$$n = 1{,}52\ [-]\ (5.96)$$

Mientras que Gerber:

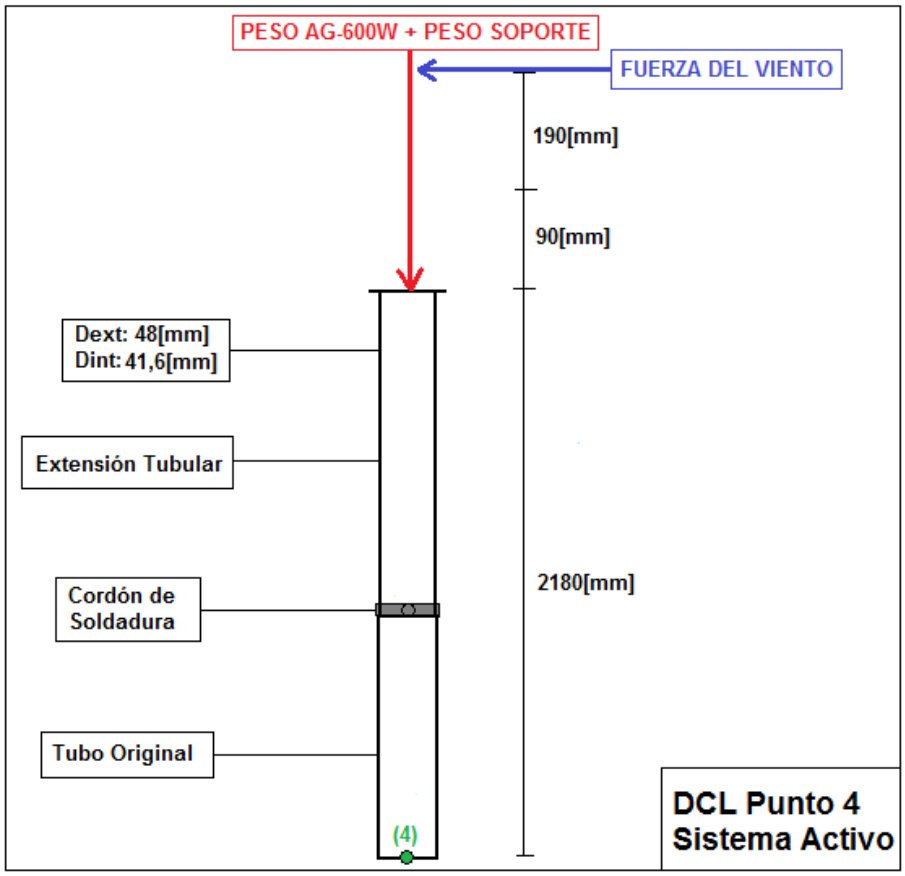
$$\frac{n \cdot 75{,}226}{157{,}99} + \frac{n^2 \cdot 75{,}408^2}{415^2} = 1\ (5.97)$$

$$n = 1{,}86\ [-]\ (5.98)$$

Por lo tanto, el factor de seguridad o de diseño vendrá dado por el más conservador obtenido, es decir, el que se obtiene en (5.94). Por lo tanto, en este punto de análisis la estructura no fallará por fatiga y posee vida infinita, sin embargo, su factor de seguridad o diseño se encuentra muy al límite de lo que se considera seguro.

Mientras que, en el eventual punto 4, siguiendo las mismas suposiciones que para el análisis del sistema inactivo, el diagrama de cuerpo libre es el siguiente:

Figura 5.23 DCL en el punto 4 de análisis
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Donde el esfuerzo estático que comprime la estructura es el mismo que en el punto 3 (5.73). Dado que la sección es la misma que la calculada en el análisis inactivo, el momento de inercia ecuatorial y c son iguales a:

$$I = 113567{,}50\ [mm^4] \text{ (5.99)}$$

$$c = \frac{48}{2} = 24\ [mm] \text{ (5.100)}$$

El esfuerzo de flexión máximo y mínimo en el punto de análisis vienen dados por:

$$\sigma_{Flexión,max} = \frac{924{,}59 \cdot 2460 \cdot 24}{113567{,}50} = 480{,}664\ [MPa] \text{ (5.101)}$$

$$\sigma_{Flexión,min} = \frac{0 \cdot 2460 \cdot 24}{113567{,}50} = 0\ [MPa] \text{ (5.102)}$$

Al obtener los esfuerzos de flexión máximo y mínimo, se pueden calcular los esfuerzos máximos y mínimos de compresión de la estructura:

$$\sigma_{max} = 480{,}846\ [MPa] \text{ (5.103)}$$

$$\sigma_{min} = 0{,}182\ [MPa] \text{ (5.104)}$$

Con los valores de esfuerzo máximo y mínimo, se calculan los esfuerzos de amplitud y medio:

$$\sigma_a = \frac{480{,}846 - 0{,}182}{2} = 240{,}332\ [MPa] \text{ (5.105)}$$

$$\sigma_m = \frac{480{,}846 + 0{,}182}{2} = 240{,}513\ [MPa] \text{ (5.106)}$$

Los esfuerzos de amplitud y medios obtenidos son distintos y mayores a cero, esto significa que se está trabajando con esfuerzos fluctuantes, por lo que está permitido trabajar con las relaciones de Soderberg, Goodman modificada y Gerber para el cálculo del factor de seguridad o de diseño para vida infinita.

Para poder hacer efectivo el uso de dichas relaciones, se debe obtener la resistencia a la fatiga para vida infinita del soporte, considerando el cálculo de sus factores reductores.

Para el cálculo de la resistencia a la fatiga del material de construcción se debe tener en cuenta que, al igual que en el cálculo del punto 3, los valores de resistencia última y de fluencia para tuberías de acero al carbono sin costura son:

$$S_u = 415\ [MPa] \text{ (5.107)}$$

$$S_y = 240\ [MPa] \text{ (5.108)}$$

La resistencia a la fatiga del acero al carbono como material es igual a:

$$S_e' = 0{,}504 \cdot 415 = 209{,}16\ [MPa] \text{ (5.109)}$$

En cuanto al acabado superficial, esta pieza fue maquinada, por lo tanto, el factor de acabado será igual a:

$$k_a = 4{,}45 \cdot 415^{-0{,}265} = 0{,}901\ [-] \text{ (5.110)}$$

Para la obtención del factor de tamaño o de forma, si se tiene en cuenta que se está trabajando sobre una viga maciza o hueca no rotatoria (al igual que en el punto 3), se tiene un diámetro equivalente igual a:

$$d_e = 0{,}37 \cdot 48 = 17{,}76\ [mm]\ (5.111)$$

Por lo tanto el factor de tamaño o forma viene dado por:

$$k_b = \left(\frac{17{,}76}{7{,}62}\right)^{-0{,}1133} = 0{,}91\ [-]\ (5.112)$$

Para calcular el factor de carga, las cargas involucradas son las mismas que en el punto 3, por lo que, considerando el factor que más castigue la resistencia a la fatiga del elemento, se decide que:

$$k_c = 0{,}923\ [-]\ (5.113)$$

Como siempre se está trabajando a temperatura ambiente y al estar en un laboratorio, no se consideran factores de efectos diversos:

$$k_d = 1\ [-]\ (5.114)$$

$$k_e = 1\ [-]\ (5.115)$$

Y teniendo en consideración que en el punto de evaluación no existe cambio de sección:

$$k_f = 1\ [-]\ (5.116)$$

Por lo tanto:

$$S_e = 0{,}901 \cdot 0{,}91 \cdot 0{,}923 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 209{,}16 = 157{,}99\ [MPa]\ (5.117)$$

Evaluando por las relaciones 3.100, 3.101 y 3.102 del marco teórico, se tiene que:

Soderberg:

$$\frac{240{,}332}{157{,}99} + \frac{240{,}513}{240} = \frac{1}{n}\ (5.118)$$

$$n = 0{,}39\ [-]\ (5.119)$$

Goodman modificada:

$$\frac{240{,}332}{157{,}99} + \frac{240{,}513}{415} = \frac{1}{n}\ (5.120)$$

$$n = 0{,}47\ [-]\ (5.121)$$

Mientras que Gerber:

$$\frac{n \cdot 240{,}332}{157{,}99} + \frac{n^2 \cdot 240{,}513^2}{415^2} = 1 \text{ (5.122)}$$

$$n = 0{,}54\ [-] \text{ (5.123)}$$

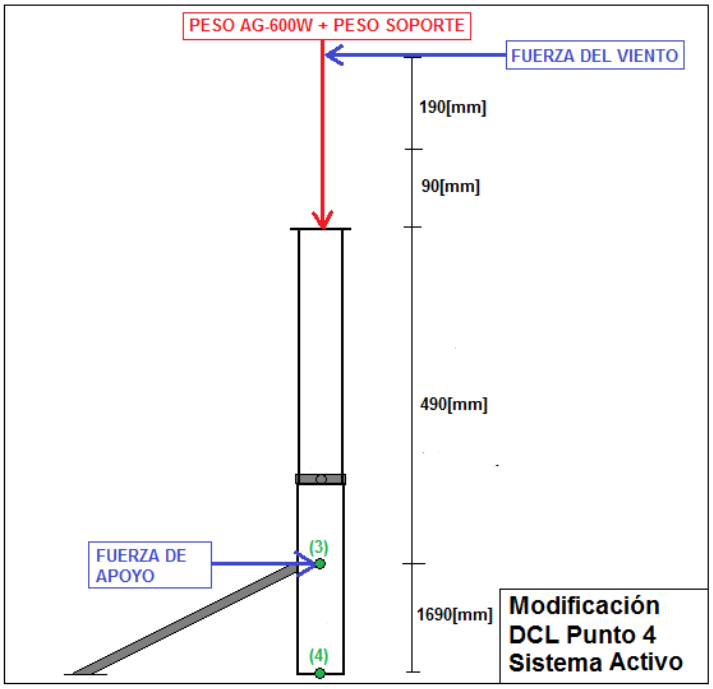
Por lo tanto, el factor de seguridad o de diseño vendrá dado por el más conservador obtenido, es decir, el que se obtiene en (5.119).

Esto quiere decir, que en este punto de análisis, la estructura, sin los apoyos, fallaría por fatiga; por ende la misma posee vida finita. Sin embargo, para evitar que la estructura falle en un tiempo determinado, se decide incorporar en el análisis los apoyos ya instalados en la estructura, que tienen por objetivo mitigar el esfuerzo de flexión en la base.

Los apoyos se encuentran ubicados precisamente en el punto 3, donde se asegura que el factor de seguridad, considerando vida infinita, es mayor a 1 en las peores condiciones de funcionamiento.

Analizando el punto 4 con los apoyos en el punto 3, se obtiene el siguiente diagrama de cuerpo libre mostrado en la Figura 5.24:

Figura 5.24 DCL en el punto 4 de análisis con apoyos en el punto 3.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Como se puede apreciar, ahora existe una fuerza de apoyo ayudando a soportar la fuerza del viento y la carga del aerogenerador y el soporte sobre el tubo. La manera de obtener el valor de la fuerza de apoyo es realizando una sumatoria de momentos en el punto 4:

$$\sum M_{(4)} = F_{viento} \cdot (2460) - W_{total} \cdot (24) - F_{apoyo,x} \cdot (1690) = 0 \text{ (5.124)}$$

Por lo tanto, la fuerza de apoyo en dirección horizontal es igual a:

$$F_{apoyo,x} = \frac{(924{,}59 \cdot 2460) - (81{,}82 \cdot 24)}{1690} = 1344{,}69\ [N] \text{ (5.125)}$$

Por lo que, el momento flector máximo en el punto 4 considerando la fuerza de apoyo horizontal es aproximadamente igual a:

$$(924{,}59 \cdot 2460) - (1344{,}69 \cdot 1690) = 1965{,}3\ [N \cdot mm] \text{ (5.126)}$$

Esto implica que el esfuerzo de flexión máximo en el punto 4, considerando los apoyos en el punto 3, es igual a:

$$\sigma_{Flexión,max} = \frac{1965{,}3 \cdot 24}{113567{,}50} = 0{,}415\ [MPa] \text{ (5.127)}$$

$$\sigma_{Flexión,min} = \frac{0 \cdot 24}{113567{,}50} = 0\ [MPa] \text{ (5.128)}$$

Al obtener los esfuerzos de flexión máximo y mínimo, se pueden calcular los esfuerzos totales máximos y mínimos de compresión de la estructura:

$$\sigma_{max} = 0{,}597\ [MPa] \text{ (5.129)}$$

$$\sigma_{min} = 0{,}182\ [MPa] \text{ (5.130)}$$

Siguiendo el método de cálculo anteriormente utilizado, el esfuerzo de amplitud y el esfuerzo medio son iguales a:

$$\sigma_a = \frac{0{,}415 - 0{,}182}{2} = 0{,}117\ [MPa] \text{ (5.131)}$$

$$\sigma_m = \frac{0{,}415 + 0{,}182}{2} = 0{,}299\ [MPa] \text{ (5.132)}$$

Sabiendo que:

$$S_u = 415\ [MPa] \text{ (5.133)}$$

$$S_y = 240\ [MPa] \text{ (5.134)}$$

Y que, al tratarse del mismo problema, se mantiene el valor de la resistencia a la fatiga para vida infinita del elemento:

$$S_e = 0{,}901 \cdot 0{,}91 \cdot 0{,}923 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 209{,}16 = 157{,}99\ [MPa] \text{ (5.135)}$$

Por lo tanto, al evaluar por las relaciones 3.100, 3.101 y 3.102 se tiene que los factores de seguridad que arrojan las mismas, en el caso de incluir en el análisis la fuerza resultante de los apoyos acoplados en el punto 3, son iguales a:

Soderberg:

$$\frac{0{,}117}{157{,}99} + \frac{0{,}299}{240} = \frac{1}{n} \text{ (5.136)}$$

$$n = 503{,}42\ [-] \text{ (5.137)}$$

Goodman modificada:

$$\frac{0{,}117}{157{,}99} + \frac{0{,}299}{415} = \frac{1}{n} \text{ (5.138)}$$

$$n = 684{,}45[-] \text{ (5.139)}$$

Mientras que Gerber:

$$\frac{n \cdot 0{,}117}{157{,}99} + \frac{n^2 \cdot 0{,}299^2}{415^2} = 1 \text{ (5.140)}$$

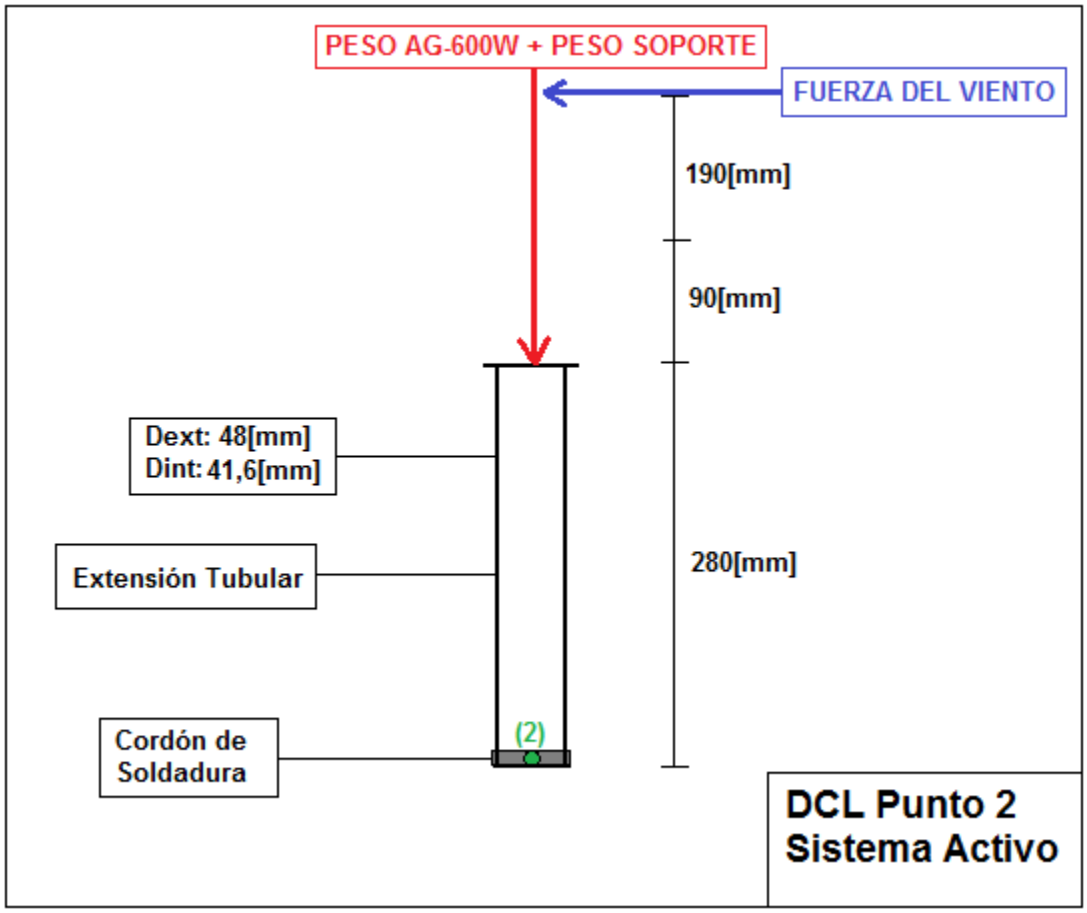
$$n = 847{,}19\ [-] \text{ (5.141)}$$

Esto implica que, por el simple hecho de apoyar la estructura contra la dirección del flujo, se puede anular el efecto de fatiga sobre la base de la estructura de forma completa (punto 4 deja de ser una zona crítica en la estructura); esto se ve justificado en los factores de seguridad elevados que se obtienen tanto por Soderberg, Goodman modificada o Gerber.

Ya solucionado el problema de fatiga en el punto 4, el último punto a analizar es el de la soldadura (punto 2), dado que existe un cambio de sección (aquí si es necesario considerar esta característica de la estructura), se puede diseñar y buscar el factor de seguridad en este punto mediante la teoría de soldadura de filete, chaflán o listón.

El diagrama de cuerpo libre para la sección descrita se muestra en la figura 5.25.

Figura 5.25 DCL en el punto 2 de análisis
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Dado que el estado de esfuerzos en este punto corresponde al análisis de una soldadura de filete, el siguiente cálculo se basa en lo explayado en el marco teórico de esta tesis, tanto en tablas como ecuaciones, de la teoría de uniones permanentes.

En el punto 2 del diagrama de cuerpo libre, la soldadura se encuentra expuesta a tensión, compresión y corte.

Según las pruebas realizadas en soldaduras de filete, se puede demostrar que estas fallan sólo por esfuerzos cortantes, y dada la magnitud de la fuerza proporcionada por el flujo de viento en la estructura, se puede realizar el siguiente supuesto:

Como la fuerza del viento máxima es mucho mayor que la carga aplicada en compresión, se puede trabajar el sistema sólo considerando la fuerza del viento como la única actuante en

el mismo, sin embargo, para seguir con la línea de lo calculado anteriormente, la carga aplicada en compresión será considerada para los cálculos de las fuerzas involucradas en la soldadura.

Siguiendo las ecuaciones para flexión mostradas en la figura 3.53 del marco teórico, se tiene que:

$$A_w = 48 \cdot \pi \ [mm] \ (5.142)$$

$$Z_w = \frac{\pi \cdot 48^2}{4} \ [mm^2] \ (5.143)$$

Por lo tanto, los esfuerzos lineales ocasionados por la fuerza del viento (máximos) y la carga aplicada (estáticos), son los siguientes:

$$f_{Cortante,max} = \frac{924{,}59}{48 \cdot \pi} = 6{,}13 \ \left[\frac{N}{mm}\right] \ (5.144)$$

$$f_{Cortante,min} = \frac{0}{48 \cdot \pi} = 0 \ \left[\frac{N}{mm}\right] \ (5.145)$$

$$f_{Flexión,max} = \frac{924{,}59 \cdot 280 \cdot 2}{\frac{\pi \cdot 48^2}{4}} = 23{,}34 \ \left[\frac{N}{mm}\right] \ (5.146)$$

$$f_{Flexión,min} = \frac{0 \cdot 280 \cdot 2}{\frac{\pi \cdot 48^2}{4}} = 0 \ \left[\frac{N}{mm}\right] \ (5.147)$$

$$f_{Compresión} = \frac{81{,}82}{48 \cdot \pi} = 0{,}54 \ \left[\frac{N}{mm}\right] \ (5.148)$$

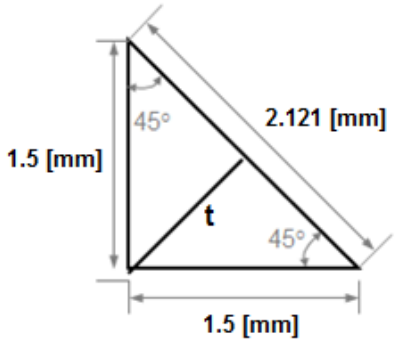
De acuerdo a los esfuerzos lineales involucrados, los esfuerzos totales máximos y mínimos de esta naturaleza son:

$$f_{t,max} = \sqrt{(23{,}34 + 0{,}54)^2 + 6{,}13^2} = 24{,}65 \ \left[\frac{N}{mm}\right] \ (5.149)$$

$$f_{t,min} = \sqrt{(0 + 0{,}54)^2 + 0^2} = 0{,}54 \ \left[\frac{N}{mm}\right] \ (5.150)$$

Si el espesor del filete soldado (figura 5.26) es igual a:

Figura 5.26 Espesor del filete soldado.
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en.



$$t = 1{,}061\ [mm] \quad (5.151)$$

Los esfuerzos cortantes máximos y mínimos son:

$$\tau_{max} = \frac{24{,}65}{1{,}061} = 23{,}24\ \left[\frac{N}{mm^2}\right] \quad (5.152)$$

$$\tau_{min} = \frac{0{,}54}{1{,}061} = 0{,}51\ \left[\frac{N}{mm^2}\right] \quad (5.153)$$

Teniendo los esfuerzos cortantes máximos y mínimos, se puede efectuar el cálculo del esfuerzo de amplitud y del esfuerzo medio como sigue:

$$\tau_a = \frac{23{,}24 - 0{,}51}{2} = 11{,}37\ [MPa] \quad (5.154)$$

$$\tau_m = \frac{23{,}24 + 0{,}51}{2} = 11{,}88\ [MPa] \quad (5.155)$$

Los esfuerzos de amplitud y medios obtenidos son distintos y mayores a cero, por lo tanto, se está trabajando con esfuerzos fluctuantes, por lo que está permitido utilizar las relaciones de Soderberg (3.100), Goodman modificada (3.101) y Gerber (3.102) para el cálculo del factor de seguridad o de diseño para vida infinita.

Para poder hacer efectivo el uso de dichas relaciones, se debe obtener la resistencia a la fatiga para vida infinita del soporte, considerando los factores que castigan la misma.

Para el cálculo de la resistencia a la fatiga del material de construcción se debe tener en cuenta que, según los datos que se manejan, se puede asumir, de la figura 3.49, que si se suelda con un electrodo E6011, la resistencia última y la resistencia a la fluencia de la soldadura a implementar, son:

$$S_u = 62\ [ksi] = 427\ [MPa]\ (5.156)$$

$$S_y = 50\ [ksi] = 344\ [MPa]\ (5.157)$$

De esta manera, considerando que el material de fabricación del tubo sin costura es acero al carbono, la resistencia a la fatiga del material viene dada por:

$$S'_e = 0{,}504 \cdot 427 = 215{,}45\ [MPa]\ (5.158)$$

En cuanto al acabado superficial, las soldaduras provocan un forjamiento de las piezas unidas, por lo que, según la figura 3.42 del marco teórico, dicho factor será igual a:

$$k_a = 271 \cdot 427^{-0{,}995} = 0{,}653\ [-]\ (5.159)$$

Para la obtención del factor de tamaño o de forma, en el caso de una viga maciza o hueca no rotatoria se tiene un diámetro equivalente igual a:

$$d_e = 0{,}37 \cdot 48 = 17{,}76\ [mm]\ (5.160)$$

Por lo tanto el factor de tamaño o forma viene dado por:

$$k_b = \left(\frac{17{,}76}{7{,}62}\right)^{-0{,}1133} = 0{,}91\ [-]\ (5.161)$$

Para calcular el factor de carga, se debe tener en cuenta que las soldaduras fallan por esfuerzos cortantes, por lo tanto, a pesar de existir carga axial y carga de flexión, el valor a considerar como factor de carga es el siguiente:

$$k_c = 0{,}577\ [-]\ (5.162)$$

Como siempre se está trabajando a temperatura ambiente y al estar en un laboratorio, no se consideran factores de efectos diversos:

$$k_d = 1\ [-]\ (5.163)$$

$$k_e = 1\ [-]\ (5.164)$$

Teniendo en consideración la Tabla 5.4, si la soldadura es de filete o transversal, en la punta, el factor de concentración de esfuerzos en la misma es igual a:

Tabla 5.4 Factores de concentración de esfuerzos en soldadura.
Fuente: Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.

Tipo de soldadura	K_f
A tope reforzada	1,2
De filete transversal, en la punta	1,5
De filetes paralelos, en el extremo	2,7
A tope en T, con esquinas agudas	2,0

$$k_f = 1{,}5\ [-] \quad (5.165)$$

Por lo tanto:

$$S_e = 0{,}653 \cdot 0{,}91 \cdot 0{,}577 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 215{,}45 = 73{,}81\ [MPa] \quad (5.166)$$

Evaluando por Soderberg para esfuerzos cortantes y sabiendo que:

$$S_{sy} = \frac{344}{2} = 172\ [MPa] \quad (5.167)$$

Se tiene que:

$$1{,}5 \cdot \left(\frac{11{,}37}{73{,}81} + \frac{11{,}88}{172}\right) = \frac{1}{n} \quad (5.168)$$

$$n = 2{,}991\ [-] \quad (5.169)$$

Dado que el factor de seguridad o de diseño obtenido por la ecuación de Soderberg es el más conservador, se sabe que una soldadura de filete de espesor o garganta de 1.061 milímetros bastará para obtener vida infinita en el punto de análisis y por ende la estructura no fallará por fatiga.

Si se pone atención a la figura 3.31 del marco teórico de esta tesis, se pueden apreciar valores recomendados de factores de seguridad o de diseño según el tipo de carga aplicada.

En el caso de tener una estructura sometida a fatiga, la figura 3.31 indica que el valor recomendado de factor de seguridad es igual a 3, por lo que el diseño cumple con dicha condición presentada, al menos en la soldadura.

Realizando un resumen de los factores de seguridad obtenidos para cada punto estando el sistema activo como inactivo (Tabla 5.5), con las modificaciones incorporadas se tiene lo siguiente:

Tabla 5.5 Factores de seguridad para cada punto.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Puntos de análisis	F.S. Sistema Inactivo	F.S Sistema Activo
Punto 1	2081	4,48
Punto 2	1116	3
Punto 3	693	1,27
Punto 4	35	503,42

Como los valores de seguridad se aproximan a los recomendados según la figura 3.31, la estructura se encuentra bien diseñada y es capaz de cumplir sus funciones a cabalidad, esté el sistema activo o inactivo, siempre y cuando se encuentren colocados los apoyos del punto 3, o más arriba, al menos a la altura del punto 2, para mejorar más aún la instalación según los factores de seguridad recomendados.

5.3 DISEÑO DE CANALIZADOR DEL FLUJO DE VIENTO.

Tomando en consideración la tercera complicación enunciada, el problema que se intenta resolver antes de realizar las pruebas finales, es el diseño de un canalizador para el flujo de viento generado a través del soplador terminando en la parte posterior del aerogenerador.

Las industrias dedicadas al estudio de flujos (automovilismo o aeronáutica), con el objetivo de mejorar la eficiencia de sus modelos, se convirtieron en pioneras al momento de elaborar dispositivos capaces de medir el flujo de viento, el caudal y el impacto influyente en los mismos. La creación de los túneles de viento es una de las consecuencias directas de dichos estudios.

Para el caso actual, se requiere diseñar, en condiciones idóneas, un túnel de carácter subsónico, donde la cámara de pruebas posea una velocidad límite de 25 [m/s] para para dibujar las curvas experimentales de potencia y rendimiento de los aerogeneradores Tripala horizontal (HAWT) de acuerdo a las normas indicadas en la introducción de esta tesis.

5.3.1 CONDICIONES INICIALES DE FLUJO

Antes de analizar cualquier opción de canalizador a implementar, resulta imperativo reconocer las condiciones del flujo en la entrada de cualquier ducto implementado a partir del sistema motor-soplador disponible. La ecuación del número de Reynolds es fundamental para determinar el tipo de flujo que pasará a través de una sección transversal. El área de influencia de la salida del soplador es del tipo rectangular, con las dimensiones indicadas en la tabla 5.6:

Tabla 5.6 Dimensiones Soplador.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Velocidad máx.	25	[m/s]
Altura	0,295	[m]
Ancho	0,548	[m]
Sección transversal	0,162	[m2]

Por lo que, el diámetro hidráulico obtenido mediante la ecuación 3.123 del marco teórico de esta tesis, es igual a:

$$D_h = \frac{4 \cdot 0{,}162\ [m^2]}{1{,}686\ [m]} = 0{,}384\ [m] \quad (5.170)$$

Y, teniendo en cuenta los valores de la Tabla 5.7, el número de Reynolds máximo de trabajo en las condiciones enunciadas, es igual a:

Tabla 5.7 Dimensiones para calcular el número de Reynolds.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Velocidad	25	[m/s]
Diámetro H.	0,384	[m]
Densidad (15°C, Patm)	1,225	[kg/m3]
Viscosidad Dinámica (15°C, Patm)	0,00001802	[kg/ms]

$$R_{e,max} = \frac{25\left[\frac{m}{s}\right] \cdot 0{,}384[m] \cdot 1{,}225\ \left[\frac{kg}{m^3}\right]}{1{,}802 \cdot 10^{-5}\left[\frac{kg}{m \cdot s}\right]} = 6{,}526 \cdot 10^5[-] \quad (5.171)$$

Dado que el número de Reynolds obtenido es mayor a 4000, se asegura que el flujo será turbulento en el canalizador dadas estas condiciones.

Como el flujo en la zona de análisis resulta ser turbulento, es importante determinar las condiciones del flujo y sus propiedades, si este resulta ser compresible, significa que su densidad cambia a medida que muten sus condiciones (como en las expansiones implementadas por los difusores).

Calculando el número de Mach para determinar el estado del flujo en la entrada de todas las opciones de canalizadores a probar, se tiene que:

$$M = \frac{25\left[\frac{m}{s}\right]}{345{,}6\left[\frac{m}{s}\right]} = 0{,}072[-] < 0{,}3[-] \quad (5.172)$$

Como el número de Mach es inferior al límite de incompresibilidad del fluido de estudio (aire), se comprueba que, a la máxima velocidad permitida de trabajo, la densidad se mantendrá constante en todas las regiones de estudio.

Una vez reconocido el tipo de flujo que ingresará a las opciones de canalizadores, antes de presentar las opciones de diseño, resulta conveniente reconocer el caudal de aire y el flujo másico disponible en la entrada, pensado en que se mantendrán los valores en el análisis debido a que el flujo se considera estacionario:

Por lo tanto, por continuidad, el máximo caudal disponible según la velocidad máxima de generación de viento del soplador se encuentra cercano a:

$$Q_{max} = 25\left[\frac{m}{s}\right] \cdot 0{,}162[m^2] = 4{,}05\left[\frac{m^3}{s}\right] \quad (5.173)$$

Y, en cuanto al flujo másico, considerando una densidad del aire igual a la indicada en la Tabla 5.7, se tiene que:

$$\dot{m}_{max} = 1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot 4{,}05\left[\frac{m^3}{s}\right] = 4{,}961\left[\frac{kg}{s}\right] \quad (5.174)$$

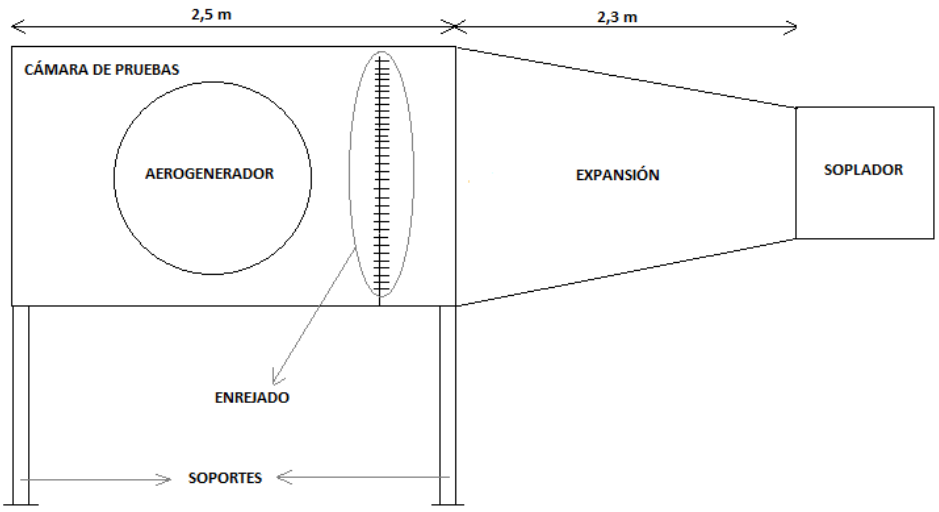
El valor obtenido en la ecuación 5.174 cobra importancia al momento de realizar los cálculos de pérdidas en los tramos de análisis, que, por la condición de estacionalidad asumida se mantendrá aproximadamente constante en todas las secciones de los ductos.

Comprobando que el flujo es de carácter turbulento, incompresible y estacionario en la entrada de cualquier canalizador a diseñar, se está en condiciones de plantear las opciones de canalización de flujo que permitan dirigir de manera óptima la energía cinética de traslación del viento hacia el equipo de generación de energía eólica.

5.3.2 OPCIÓN 1: DIFUSOR CON CÁMARA DE PRUEBAS INCORPORADA.

La idea principal es diseñar una forma eficiente de canalizar el flujo producido por el soplador hacia el aerogenerador. La propuesta inicial, según las condiciones del sistema y sus limitantes (espacio en el laboratorio y velocidad máxima generada por el sistema motor-soplador principalmente), se trata de la distribución del flujo de forma inicial mediante un difusor, que sea capaz de expandir el mismo para que, al momento de llegar a la cámara de pruebas, este pueda ser capaz de barrer por completo el área de influencia del aerogenerador de 600[W] contenido en la cámara, en la cual se pueda asegurar que el flujo se encuentre totalmente desarrollado en la zona de impacto (Figura 5.27).

Figura 5.27 Secciones del túnel de viento (Opción 1)
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en.



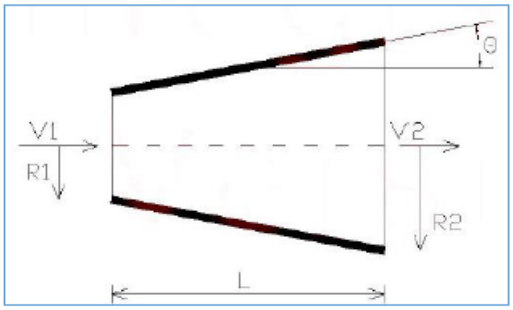
Expandir el flujo significará una pérdida en la energía cinética de traslación del viento incidente y un aumento en la presión estática de la misma, por lo tanto, considerando que la velocidad máxima de flujo generada por el soplador ronda los 25[m/s], se obtienen los siguientes resultados:

5.3.2.1 DIFUSOR

Dada las condiciones de funcionamiento anteriormente enunciadas, para el caso de estudio no se puede considerar la inclusión de un colector al principio del canalizador (como se esperaría en un modelo de túnel de viento común), por el tamaño inferior del área de entrada del soplador con respecto al diámetro de acción del aerogenerador de 600 [W] a instalar.

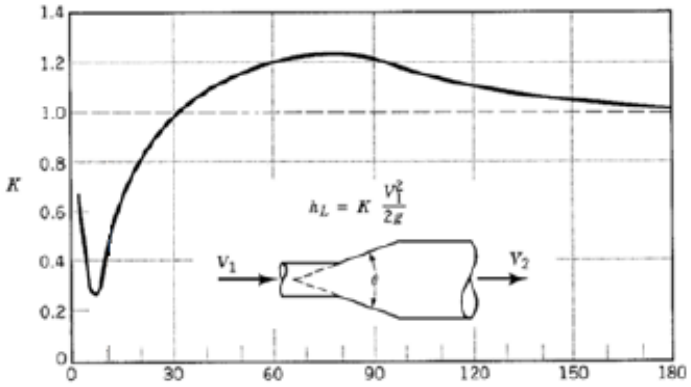
Es por lo anterior, que se busca alcanzar las dimensiones del aerogenerador (con un margen) mediante una expansión gradual. Para esto se recurre a un difusor (Figura 5.28) que se encarga de expandir gradualmente el flujo, disminuyendo la velocidad del mismo para evitar la separación de la capa límite que se formará en dicha zona y controlar la turbulencia manteniendo así el flujo uniforme en el túnel.

Figura 5.28 Difusor.
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en.



Como se puede observar en la Figura 5.28, la longitud del difusor queda limitada por la ecuación 5.175, la cual proporciona el ángulo de expansión del mismo para obtener el coeficiente de pérdidas de carga en una expansión gradual (mostrado en la Figura 5.29).

Figura 5.29 Coeficiente de pérdidas en una expansión gradual.
Fuente: Mecánica de Fluidos, W. White.



$$L = \frac{R_2 - R_1}{tg(\theta)} = \frac{1}{2} \cdot \frac{D_1 \cdot \sqrt{A_R - 1}}{tg(\theta)} \quad (5.175)$$

Dónde:

R_2: Radio hidráulico de la sección final.
R_1: Radio hidráulico de la sección inicial.
L: Longitud de la sección.
D_1: Diámetro hidráulico de la sección inicial.
A_R: Relación de áreas (A_2/A_1).
θ: Mitad del ángulo de expansión del difusor.

En la Tabla 5.8 se pueden apreciar los valores que se mantendrán constantes para la obtención del largo y el ángulo de expansión del difusor.

Tabla 5.8 Valores para el cálculo del largo y el ángulo de expansión del difusor
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Dimensión	Valor	Unidad
R_1	0,1918	m
R_2	0,8	m
D_1	0,3836	m
A_1	0,162	m^2
A_2	2,56	m^2
A_R	15,802	$-$

En el caso más favorable, según la Figura 5.29, las pérdidas de carga serán mínimas para un ángulo de expansión igual a 5°. Por lo tanto, si:

$$\theta = 2{,}5° \; ; L = 13{,}93 \; [m] \quad (5.176)$$

Sin embargo, dadas las limitaciones de la instalación (en este caso, el espacio disponible en laboratorio), un difusor cuya longitud supere los 2,5 metros no podrá ser implementado. Por lo tanto, se debe encontrar una relación satisfactoria entre longitud de la sección y ángulo del difusor.

En el caso más desfavorable, según la Figura 5.29, el ángulo de expansión gradual no puede ser mayor a 30°, dado que para valores superiores a este, el coeficiente de pérdidas en una expansión gradual supera incluso al obtenido en una expansión súbita, por lo que no se justificaría la construcción de un difusor inicial. Por lo tanto, si:

$$\theta = 15° \; ; L = 2{,}27 \; [m] \quad (5.177)$$

Dado que este resultado cumple con las condiciones planteadas para el problema, se define una distancia de 2,3 metros de longitud del difusor. Recalculando el ángulo se tiene que:

$$L = 2{,}3\ [m]\ ;\theta = 14{,}81°\ (5.178)$$

Justificando la implementación del difusor.

5.3.2.1.1 VELOCIDAD DE SALIDA EN DIFUSOR

La velocidad de salida del difusor es una incógnita fundamental para el análisis del flujo en la cámara de pruebas, según la velocidad máxima de entrada conocida (25 [m/s] proporcionados por el soplador), por ecuación de continuidad, se puede obtener la ecuación 5.179:

$$V_2 = \frac{V_1}{A_R}\ (5.179)$$

Dónde:

V_1: Velocidad en la entrada del difusor.
V_2: Velocidad en la salida del difusor.
A_R: Relación de áreas en el difusor.

Sustituyendo los valores en la ecuación, se puede saber que, la velocidad máxima de salida proporcionada por el difusor a la cámara de pruebas es:

$$V_{2,max} = \frac{25\left[\frac{m}{s}\right]}{15{,}802} = 1{,}58\left[\frac{m}{s}\right]\ (5.180)$$

5.3.2.1.2 PÉRDIDAS EN EL DIFUSOR

Al ser considerado, según las definiciones entregadas en el marco teórico de esta tesis, como un accesorio, la perdida de presión en el difusor se calcula como sigue:

Considerando, para un valor de $\theta = 14{,}81°$, el coeficiente de pérdidas en el difusor según la figura 5.29 es igual a:

$$K_{difusor} = 0{,}98[-]\ (5.181)$$

Por lo tanto, la pérdida de carga, en términos de presión, en el difusor será igual a un valor máximo de:

$$\Delta P_{f,25\left[\frac{m}{s}\right]} = 0{,}98 \cdot \frac{1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot 25^2\left[\frac{m^2}{s^2}\right]}{2}\ (5.182)$$

$$\Delta P_{f,25\left[\frac{m}{s}\right]} = 375{,}16\ [Pa]\ (5.183)$$

375,16 [Pa] aproximadamente, lo que significa un aumento en la presión estática y disminución en la dinámica al perder casi toda la velocidad de viento incidente en la entrada del difusor.

5.3.2.2 CÁMARA DE PRUEBAS

En cuanto a la cámara de pruebas, se sabe que la velocidad máxima de entrada en ella es de aproximadamente 1,58[m/s], por lo que, si se recalculan las condiciones de flujo en este tramo se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5.9 Dimensiones Cámara de pruebas.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Velocidad máxima	1,58	[m/s]
Altura	1,6	[m]
Ancho	1,6	[m]
Longitud	2,5	[m]
Sección cuadrada	2,56	[m2]

Considerando que la cámara es de forma cuadrada, con las dimensiones indicadas en la Tabla 5.9, donde la sección es determinada de esta forma para respetar un espacio coherente (de 18,5[cm]) respecto de las paredes de esta con los álabes del aerogenerador, y una longitud de la misma igual 2,5[m] debido a la limitación de espacio del laboratoorio, se tiene que, en primer lugar, el diámetro hidráulico es igual a:

$$D_h = \frac{4 \cdot 2{,}56\ [m^2]}{6{,}4\ [m]} = 1{,}6\ [m] \quad (5.184)$$

Y, teniendo en cuenta los valores de la Tabla 5.10, el número de Reynolds, según la ecuación 3.124 del marco teórico, para el rango de velocidades permitidas, es igual a:

Tabla 5.10 Dimensiones para calcular el número de Reynolds.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Velocidad	1,58	[m/s]
Diámetro H.	1,6	[m]
Densidad (15°C, Patm)	1,225	[kg/m3]
Viscosidad Dinámica (15°C, Patm)	0,00001802	[kg/ms]

$$R_{e,25\left[\frac{m}{s}\right]} = \frac{1{,}58\left[\frac{m}{s}\right]\cdot 1{,}6[m]\cdot 1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right]}{1{,}802\cdot 10^{-5}\left[\frac{kg}{m\cdot s}\right]} = 1{,}719\cdot 10^5[-] \quad (5.185)$$

Disminuyendo la turbulencia del flujo en la cámara de pruebas, pero no erradicándola por completo.

Debido a que el flujo en la zona de trabajo sigue siendo turbulento, es importante determinar sus condiciones y propiedades. Si resulta ser compresible, significa que la densidad del mismo cambia a medida que muten las condiciones de este (como en la expansión implementada).

Calculando el número de Mach (Ecuación 3.131) para determinar el estado del flujo en todo el túnel, se tiene que:

$$M = \frac{1{,}58\left[\frac{m}{s}\right]}{345{,}6\left[\frac{m}{s}\right]} = 0{,}0046[-] < 0{,}3[-] \quad (5.186)$$

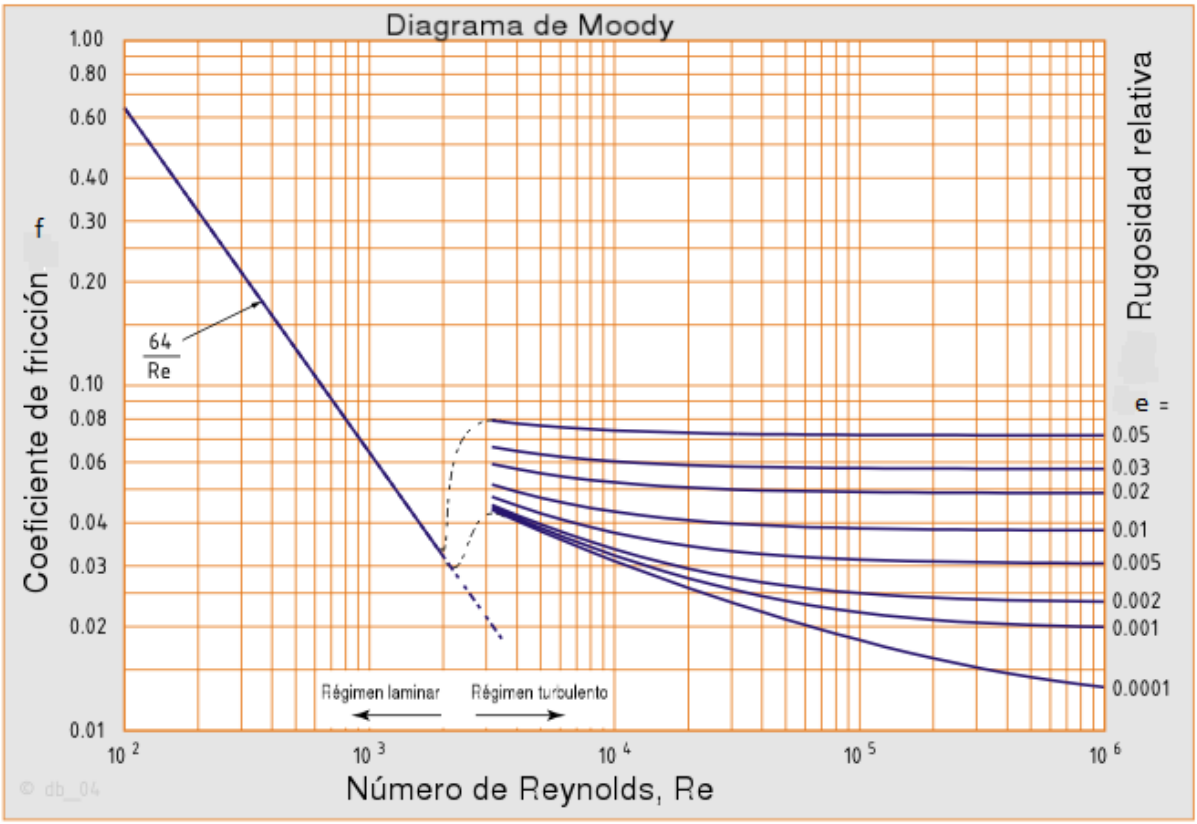
Como el número de Mach es inferior al límite de incompresibilidad del fluido de estudio (aire), se comprueba que, a la máxima velocidad permitida de trabajo, la densidad se mantendrá constante en todas las regiones de estudio.

5.3.2.2.1 PÉRDIDAS EN LA CÁMARA DE PRUEBAS

Naturalmente, como ocurre en todas las secciones diseñadas, en la cámara de pruebas existen perdidas de energía dependientes de la fricción del material de construcción de la cámara con el fluido que se encuentra transitando por ella, las dimensiones de la misma, la velocidad del flujo y la gravedad. Darcy-Weibach se encarga de modelar la ecuación 3.122 del marco teórico, que se puede utilizar para calcular la pérdida de carga (en forma de presión) en secciones largas y rectas de tuberías (tramos), tanto para flujos laminares como turbulentos.

Para determinar el factor de fricción, se tiene la ecuación de Colebrook (3.126 del marco teórico), válida para flujos turbulentos, y el diagrama de Moody (Figura 5.30).

Figura 5.30 Diagrama de Moody.
Fuente: Mecánica de Fluidos, W. White.



Para determinar la rugosidad equivalente, se considera el material de construcción de la cámara de pruebas, la cual será construida por planchas lisas de acero galvanizado. La Figura 5.31 permite conocer el valor de la rugosidad absoluta (requerida para el cálculo de la rugosidad equivalente, en milímetros):

Figura 5.31 Coeficientes de rugosidad absoluta según material de construcción.
Fuente: Computer Applications in Hydraulic Engineering. 5° Edition. Haestad Methods.

Material	Coeficiente de Manning n	Coef. Hazen-Williams C_H	Coef. Rugosidad Absoluta e (mm)
Asbesto cemento	0.011	140	0.0015
Latón	0.011	135	0.0015
Tabique	0.015	100	0.6
Fierro fundido (nuevo)	0.012	130	0.26
Concreto (cimbra metálica)	0.011	140	0.18
Concreto (cimbra madera)	0.015	120	0.6
Concreto simple	0.013	135	0.36
Cobre	0.011	135	0.0015
Acero corrugado	0.022	--	45
Acero galvanizado	0.016	120	0.15
Acero (esmaltado)	0.010	148	0.0048
Acero (nuevo, sin recubrim.)	0.011	145	0.045
Acero (remachado)	0.019	110	0.9
Plomo	0.011	135	0.0015
Plástico (PVC)	0.009	150	0.0015
Madera (duelas)	0.012	120	0.18
Vidrio (laboratorio)	0.011	140	0.0015

Para poder apreciar la realización de las pruebas, se piensa en colocar ventanillas a los costados de la cámara de pruebas, de plástico cristal (acrílico). Dado que su coeficiente de rugosidad es significativamente menor por área utilizada en la cámara, se considera únicamente la rugosidad influyente del acero galvanizado (en metros):

$$\varepsilon = 1{,}5 \cdot 10^{-4}\ [m] \quad (5.187)$$

Una forma eficaz de utilizar la ecuación de Colebrook es encontrar un valor inicial estimado del coeficiente de fricción en el diagrama de Moody. Calculando la rugosidad relativa, y teniendo en cuenta que el número de Reynolds obtenido para la cámara según la velocidad máxima en ella es mayor a 10^5, el factor inicial de fricción, a probar en la ecuación de Colebrook es:

$$\frac{\varepsilon}{D_h} = \frac{1{,}5 \cdot 10^{-4}\ [m]}{1{,}6\ [m]} = 9{,}38 \cdot 10^{-5}[-] \quad (5.188)$$

$$f = 0{,}360\ [-] \quad (5.189)$$

Sustituyendo este valor en la ecuación de Colebrook se tiene que el factor de fricción obtenido es igual a:

$$\frac{1}{\sqrt{f_{max}}} = -2 \cdot log_{10}\left(\frac{9{,}38 \cdot 10^{-5}}{3{,}7} + \frac{2{,}51}{2{,}719 \cdot 10^{6} \cdot \sqrt{0{,}360}}\right) \text{(5.190)}$$

$$f_{max} = 0{,}360 \text{ (5.191)}$$

Por lo tanto, teniendo ambos factores de fricción, las pérdidas de carga según las velocidades del rango son:

$$\Delta P_{f,max} = 0{,}360 \cdot \frac{2{,}5\ [m]}{1{,}6\ [m]} \cdot \frac{1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot 1{,}58^2\left[\frac{m^2}{s^2}\right]}{2} \text{ (5.192)}$$

$$\Delta P_{f,25\left[\frac{m}{s}\right]} = 0{,}86[Pa] \text{ (5.193)}$$

Esto significa que se pierden, como máximo 0,86 [Pa] de presión estática en la sección por donde fluye de aire a lo largo de la longitud de la cámara de pruebas, lo que es casi imperceptible, confirmando que la mayor cantidad de pérdida de energía se produce en la expansión inicial.

5.3.2.3 ANÁLISIS POTENCIA INCIDENTE

Como se puede apreciar, los valores para obtener el rango de velocidades requerido según el protocolo para una óptima prueba de funcionamiento son demasiado altos en comparación a lo que puede generar el soplador implementado con esta forma de canalización (Tabla 4.1 perteneciente al capítulo IV de metodología de Pruebas). Si se realiza un cálculo de la potencia máxima que se puede generar mediante este diseño, según la velocidad promedio aproximada de impacto del viento incidente con el aerogenerador en la cámara de pruebas, mediante la ecuación proporcionada por la Figura 3.16 (Procesos de transformación de energía mecánica de rotación en energía eléctrica) del marco teórico, se puede ver la potencia máxima proporcionada por el viento incidente para estas condiciones de funcionamiento es igual a:

$$P_{incidente,max} = \frac{1}{2} \cdot 1{,}225\ \left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot \left(\pi \cdot \frac{1{,}24^2}{4}\right)[m^2] \cdot 1{,}58^3\left[\frac{m^3}{s^3}\right] = 6{,}2\ [W] \text{ (5.194)}$$

Como se puede apreciar, el resultado obtenido en términos de potencia para esta configuración de canalización es extremadamente bajo, esto sucede por las limitaciones que posee el soplador instalado para generar el flujo de aire.

Dicha configuración sería la óptima si es que se contara con un nuevo soplador, que fuera capaz de generar las velocidades de entrada del difusor del orden de los 400[m/s] aproximadamente, lo que es claramente imposible, por ende, se descarta esta opción.

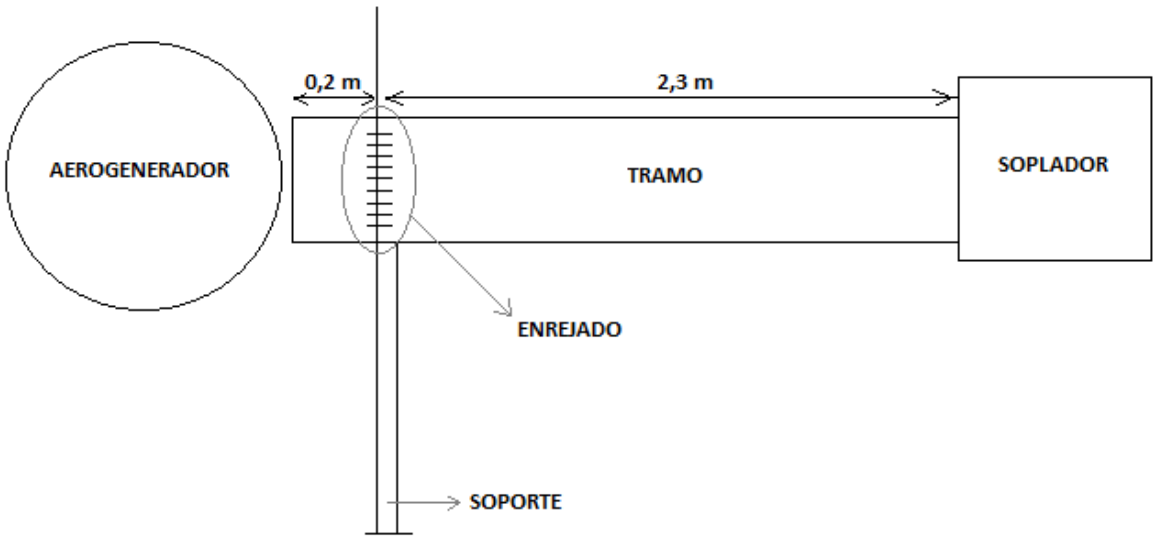
Al descartar esta opción, se excluye de pleno la construcción de un túnel de viento que contenga al aerogenerador, dado que, según las condiciones de trabajo, es imposible montar un túnel que cumpla con los requerimientos de caudal anteriormente planteados, por lo que las siguientes opciones basan sus diseños en canalizadores cuyo límite de acción está pensado cuando el flujo llegue al aerogenerador.

5.3.3 OPCIÓN 2: CANALIZADOR RECTO HASTA LÍMITES DEL AEROGENERADOR.

Observando la ecuación de la potencia incidente, se puede concluir que el factor que más influye en la misma es la velocidad de impacto, por sobre el área de impacto, es por esto que la opción 2 contempla realizar una extensión recta (canalizador), tomando en consideración las dimensiones del soplador y llegar con dicha extensión hasta los límites del aerogenerador instalado, sin una construcción de canal posterior considerando que los valores de velocidad de salida entregados por el anemómetro posterior en la tabla 4.2 del capítulo IV "Metodología de Pruebas" de esta tesis son aceptables.

La configuración mostrada en la Figura 5.32 "sacrifica" el área de impacto del flujo desarrollado, permitiendo influir con mayor velocidad de flujo en la sección reducida del aerogenerador.

Figura 5.32 Canalizador recto desde el soplador hasta el aerogenerador.
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en



5.3.3.1 CANALIZADOR

Al ser el único elemento a diseñar para esta opción, el canalizador se vuelve la estructura principal de todo el túnel de viento, por ende, es donde se debe poner atención si se quiere llegar a resultados óptimos de funcionamiento.

Las dimensiones sugeridas para el canalizador, siguiendo la forma de la sección del soplador, y considerando una distancia prudente para el desarrollo del flujo, se enuncian, a modo de resumen, en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Dimensiones Canalizador de flujo.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Velocidad	10 a 25	[m/s]
Altura	0,295	[m]
Ancho	0,548	[m]
Longitud	2,5	[m]
Sección transversal	0,162	[m2]

Donde la altura y el ancho son determinados de dicha forma para respetar las dimensiones de la salida del soplador, restándole importancia al área de influencia de los álabes del aerogenerador (sección transversal), mientras que el largo del tramo se determina según el espacio disponible en el laboratorio de energías renovables y se comprobará con el comportamiento del flujo en una simulación posterior si es que existe uno totalmente desarrollado en la zona de trabajo (en caso de ser la opción más viable).

En cuanto al tipo de flujo, esta opción respeta por completo las dimensiones del soplador sin variar su sección en el largo del ducto, por lo tanto las condiciones del flujo se mantienen en los valores calculados en el punto 5.3.1 de este apartado:

$$R_{e,max} = \frac{25\left[\frac{m}{s}\right]\cdot 0{,}384[m]\cdot 1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right]}{1{,}802\cdot 10^{-5}\left[\frac{kg}{m\cdot s}\right]} = 6{,}526\cdot 10^5[-] \quad (5.195)$$

$$M = \frac{25\left[\frac{m}{s}\right]}{345{,}6\left[\frac{m}{s}\right]} = 0{,}072[-] < 0{,}3[-] \quad (5.196)$$

$$Q_{max} = 25\left[\frac{m}{s}\right]\cdot 0{,}162[m^2] = 4{,}05\left[\frac{m^3}{s}\right] \quad (5.197)$$

$$\dot{m}_{max} = 1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right]\cdot 4{,}05\left[\frac{m^3}{s}\right] = 4{,}961\left[\frac{kg}{s}\right] \quad (5.198)$$

5.3.3.1.1 PÉRDIDAS EN EL TRAMO CANALIZADOR

En cuanto a las pérdidas, al tener un tramo recto de sección rectangular, se pueden utilizar las ecuaciones planteadas para el cálculo de pérdidas de carga en forma de presión para la cámara de pruebas de la opción 1 anteriormente presentada. Utilizando el diagrama de Moody se puede estimar un valor inicial del coeficiente de fricción, sin embargo, en este caso, se recurre a una herramienta de cálculo disponible en la web (Wolfram Alpha) para la resolución de ecuaciones de forma iterativa, como es el caso de la ecuación de Colebrook. Para completar dicha ecuación, se debe calcular la rugosidad relativa, obteniendo la rugosidad del material de fabricación del tramo (planchas de acero galvanizado) de la figura 5.31 y el diámetro hidráulico de la sección.

El cálculo de la rugosidad relativa, arroja el siguiente valor a introducir en la ecuación de colebrook:

$$\frac{\varepsilon}{D_h} = \frac{1{,}5\cdot 10^{-4}\ [m]}{0{,}384\ [m]} = 3{,}906 \cdot 10^{-4}[-] \quad (5.199)$$

Sustituyendo este valor en la ecuación mencionada, e introduciéndola en el asistidor Wolfram Alpha, se tiene que el factor de fricción obtenido para la velocidad máxima disponible, es igual a:

$$\frac{1}{\sqrt{f_{max}}} = -2 \cdot log_{10}\left(\frac{3{,}906\cdot 10^{-4}}{3{,}7} + \frac{2{,}51}{6{,}526\cdot 10^{5}\cdot\sqrt{f_{max}}}\right) \quad (5.200)$$

$$f_{max} = 0{,}0167 \quad (5.201)$$

Teniendo ambos factores de fricción y contando con la ecuación de Darcy-Weibach, las pérdidas de carga según las velocidades del rango son:

$$\Delta P_{f,max} = 0{,}0167 \cdot \frac{2{,}5\ [m]}{0{,}384\ [m]} \cdot \frac{1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right]\cdot 25^2\left[\frac{m^2}{s^2}\right]}{2} \quad (5.202)$$

$$\Delta P_{f,max} = 41{,}621[Pa] \quad (5.203)$$

Esto significa que se pierden, como máximo 41,621 [Pa] de energía en forma de presión en la sección por donde fluye de aire a lo largo de la longitud del canalizador, por lo que en la misma se detectará un pequeño aumento en la velocidad de salida.

5.3.3.2 ANÁLISIS POTENCIA INCIDENTE

Al igual que en la opción 1, se calcula la potencia incidente en el aerogenerador mediante el flujo entregado por el ducto cuando se trabaja a máxima velocidad disponible. De esta forma, la potencia máxima incidente, para cada caso, es:

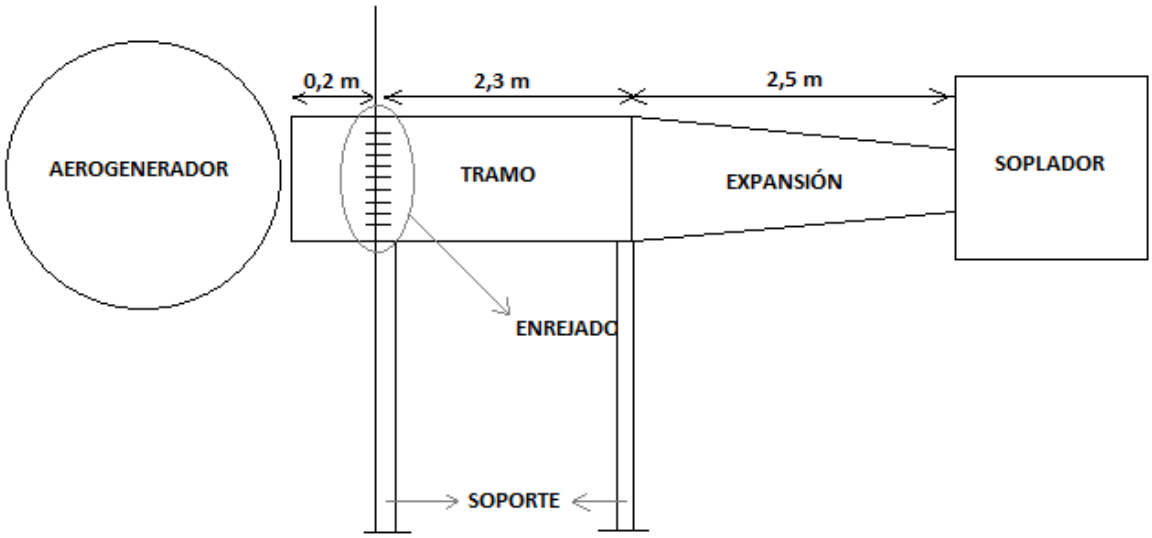
$$P_{incidente,max} = \frac{1}{2} \cdot 1{,}225 \left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot \left(\pi \cdot \frac{0{,}384^2}{4}\right)[m^2] \cdot 25^3 \left[\frac{m^3}{s^3}\right] = 1550{,}4\ [W] \quad (5.204)$$

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos en términos de potencia para esta configuración son altos en comparación a la opción 1, comprobando que sacrificar el área de impacto en favor de la velocidad de impacto es una medida efectiva para la obtención de potencia, según el caso de estudio y sus limitaciones.

5.3.4 OPCIÓN 3: DIFUSOR PREVIO A CANALIZADOR RECTO HASTA LOS LÍMITES DEL AEROGENERADOR.

La tercera opción consiste en aumentar, aunque sea en una pequeña cantidad, el área de impacto del aerogenerador. Si bien la opción 2 es aceptable en cuanto a resultados obtenidos se refiere, se desea estudiar una opción adicional, la cual consiste en un difusor cuyo ángulo de expansión sea de 2,5° como máximo, para disminuir las pérdidas de carga en la zona, aumentar el área de influencia del flujo y disminuir de forma mínima las velocidades de impacto en el aerogenerador (Figura 5.33).

Figura 5.33 Difusor previo a canalizador recto hasta el aerogenerador
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en



5.3.4.1 DIFUSOR

Dada las condiciones de funcionamiento anteriormente enunciadas, el difusor a instalar (denominada expansión en la Figura 5.33) debe tener un ángulo de aumento de 5°, para reducir pérdidas en el accesorio. Observando la ecuación 5.175, se puede estimar el valor del radio hidráulico de la sección de salida proponiendo valores del largo del difusor, según se permitan en el laboratorio de energías renovables.

En la Tabla 5.12 se pueden apreciar los valores que se mantendrán constantes para la obtención del largo y el radio hidráulico de salida del difusor.

Tabla 5.12 Valores para el cálculo del largo y el radio hidráulico de salida del difusor
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Dimensión	Valor	Unidad
R_1	0,1918	m
D_1	0,3836	m
A_1	0,162	m^2
θ	2,5	°

Dadas las limitaciones de la instalación (en este caso, el espacio disponible en laboratorio), un difusor cuya longitud supere los 2,5 metros no podrá ser implementado. Por lo tanto:

$$R_2 = 2{,}5[m] \cdot tg(2{,}5°) + 0{,}1918[m] = 0{,}301[m] \quad (5.205)$$

Y el diámetro hidráulico de salida será igual a:

$$D_{h,2} = 0{,}602[m] \quad (5.206)$$

Como se puede apreciar, gracias a que se expande el flujo, se logra un aumento en el diámetro hidráulico de aproximadamente un 36% en la salida del difusor.

En la tabla 5.13 se pueden apreciar las dimensiones principales de la expansión, si se considera una sección cuadrada en la salida:

Tabla 5.13 Valores característicos de la expansión a implementar.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Dimensión	Valor	Unidad
R_1	0,1918	m
D_1	0,3836	m
A_1	0,162	m^2
θ	2,5	°
R_2	0,301	m
D_2	0,602	m
A_2	0,362	m^2
A_R	2,235	$-$

5.3.4.1.1 VELOCIDAD DE SALIDA EN DIFUSOR

La velocidad de salida del difusor es una incógnita fundamental para el análisis del flujo en canalizador recto, según la velocidad máxima de entrada, por ecuación de continuidad, se puede utilizar la ecuación 5.179, al igual que en la opción 1:

$$V_{2,max} = \frac{25\left[\frac{m}{s}\right]}{2{,}235} = 11{,}2\left[\frac{m}{s}\right] \quad (5.207)$$

5.3.4.1.2 PÉRDIDAS EN EL DIFUSOR

Considerando, para un valor de $\theta = 2{,}5°$, el coeficiente de pérdidas en el difusor según la Figura 5.29 es igual a:

$$K_{difusor} = 0{,}3[-] \quad (5.208)$$

Por lo tanto, la pérdida de carga, en términos de presión, en el difusor será igual a:

$$\Delta P_{f,25\left[\frac{m}{s}\right]} = 0{,}3 \cdot \frac{1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot 25^2[m^2]}{2} \quad (5.209)$$

$$\Delta P_{f,25\left[\frac{m}{s}\right]} = 114{,}844\ [Pa] \quad (5.210)$$

Como máximo de 115 [Pa] de energía cinética en forma de presión aproximadamente.

5.3.4.2 TRAMO CANALIZADOR

Según los valores de velocidad de salida de la expansión, el elemento restante a diseñar es el tramo canalizador, el cual determinará si esta propuesta es efectiva en cuanto a los resultados esperados.

Las dimensiones sugeridas para el canalizador, siguiendo las dimensiones obtenidas de la sección conocida como expansión, y considerando una distancia prudente para el desarrollo del flujo se enuncian, a modo de resumen, en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14 Dimensiones Canalizador de flujo.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Velocidad	4 a 11	[m/s]
Altura	0,602	[m]
Ancho	0,602	[m]
Longitud	2,5	[m]
Sección transversal	0,362	[m2]

Donde la altura y el ancho son determinados de dicha forma para respetar las dimensiones de la salida del difusor previo, construido de esta manera para darle más relevancia al área de influencia de los álabes del aerogenerador (sección transversal), mientras que el largo del tramo se determina según el espacio disponible en el laboratorio de energías renovables.

5.3.4.2.1 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE FLUJO

Al igual que en las opciones anteriores, es fundamental determinar el tipo de flujo que pasa a través de la sección transversal a este. Dicha característica se estima mediante el cálculo del número de Reynolds. El tipo de diseño del canalizador es un ducto de forma cuadrada, por lo que, para determinar el tipo de flujo se obtiene el diámetro hidráulico:

$$D_h = \frac{4 \cdot 0{,}362\ [m^2]}{2{,}408\ [m]} = 0{,}602\ [m] \quad (5.211)$$

Y, teniendo en cuenta los valores de la Tabla 5.15, el número de Reynolds para el rango de velocidades permitidas, es igual a:

Tabla 5.15 Dimensiones para calcular el número de Reynolds.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Velocidad máxima	11,2	[m/s]
Diámetro H.	0,602	[m]
Densidad (15°C, Patm)	1,225	[kg/m3]
Viscosidad Dinámica (15°C, Patm)	0,00001802	[kg/ms]

$$R_{e,max} = \frac{11{,}2\left[\frac{m}{s}\right]\cdot 0{,}602[m]\cdot 1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right]}{1{,}802\cdot 10^{-5}\left[\frac{kg}{m\cdot s}\right]} = 4{,}502\cdot 10^5[-] \text{ (5.212)}$$

Manteniendo el hecho de que a pesar de que la expansión provoca una pérdida de velocidad, el flujo sigue siendo turbulento en el tramo recto del canalizador, e incompresible según el número de mach para esta velocidad de viento:

$$M = \frac{11{,}2\left[\frac{m}{s}\right]}{345{,}6\left[\frac{m}{s}\right]} = 0{,}031[-] < 0{,}3[-] \text{ (5.213)}$$

En cuanto al caudal y al flujo másico, al considerar un análisis estacionario, estos valores se mantendrán iguales en el punto 5.3.1

5.3.4.2.2 PÉRDIDAS EN EL TRAMO CANALIZADOR

Calculando la rugosidad relativa, teniendo en cuenta que la rugosidad absoluta es la indicada por el material de fabricación del ducto (acero galvanizado), y que el número de Reynolds obtenido para el canalizador según el rango de velocidades propuestas está entre 10^5 y 10^6, se tiene lo siguiente:

$$\frac{\varepsilon}{D_h} = \frac{1{,}5\cdot 10^{-4}\,[m]}{0{,}602\,[m]} = 2{,}492\cdot 10^{-4}[-] \text{ (5.214)}$$

Sustituyendo este valor en la ecuación de Colebrook e iterando se tiene que el factor de fricción obtenido para el rango de velocidad en el tramo, es igual a:

$$\frac{1}{\sqrt{f_{11}\left[\frac{m}{s}\right]}} = -2\cdot log_{10}\left(\frac{2{,}492\cdot 10^{-4}}{3{,}7} + \frac{2{,}51}{4{,}502\cdot 10^5\cdot\sqrt{f_{11}\left[\frac{m}{s}\right]}}\right) \text{ (5.215)}$$

$$f_{11}\left[\frac{m}{s}\right] = 0{,}0160 \text{ (5.216)}$$

Por lo tanto, teniendo el factor de fricción, la pérdida de carga en forma de presión según la velocidad máxima en el ducto es igual:

$$\Delta P_{f,max} = 0{,}0160 \cdot \frac{2{,}5\ [m]}{0{,}602\ [m]} \cdot \frac{1{,}225\left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot 11{,}2^2\left[\frac{m^2}{s^2}\right]}{2} \quad (5.217)$$

$$\Delta P_{f,max} = 4{,}924\ [Pa] \quad (5.218)$$

Esto significa que se pierden, como máximo 4,924 [Pa] de energía en forma presión estática en la sección por donde fluye de aire a lo largo de la longitud del canalizador, lo que provoca un aumento poco significativo en términos de velocidad.

5.3.4.3 ANÁLISIS POTENCIA INCIDENTE

Al igual que en las opciones 1 y 2, se calcula la potencia incidente en el aerogenerador mediante el flujo entregado por el ducto cuando se trabaja con la velocidad máxima de influencia generada por el ducto:

$$P_{incidente,45[Hz]} = \frac{1}{2} \cdot 1{,}225\ \left[\frac{kg}{m^3}\right] \cdot \left(\pi \cdot \frac{0{,}602^2}{4}\right)[m^2] \cdot \left(\frac{11{,}2}{2{,}235}\right)^3 \left[\frac{m^3}{s^3}\right] = 311.51\ [W] \quad (5.219)$$

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos en términos de potencia para esta configuración de canalización son altos en comparación a la opción 1, pero bajos en comparación a la opción 2, por lo tanto, si bien se obtuvieron valores razonables según el área incidente, la velocidad de impacto se ve muy castigada al expandir en un 36% dicha zona.

5.3.5 ELECCIÓN DE MEJOR OPCIÓN.

La Tabla 5.16 resume de forma ordenada los datos recopilados de las 3 opciones de canalización anteriormente planteadas.

Tabla 5.16 Datos relevantes de cada opción.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Datos relevantes	OPCION 1	OPCION 2	OPCION 3
Caudal [m3/s]	4,05	4,05	4,05
Flujo másico [kg/s]	4,961	4,961	4,961
Perdida de carga total [Pa]	374,3 Aumento	41,62 Disminución	109,92 Aumento
P. Incidente máxima	6,2 $[W]$	1550,4 $[W]$	311,51 $[W]$

En cuanto a la elección de la mejor opción, la tabla 5.18 muestra indicadores influyentes en cuanto a la decisión a tomar, puesto que los valores de perdida de carga y obtención de potencia mediante el sistema de canalización muestran que se obtendrán mejores resultados si se escoge la opción 2. Dicha opción resulta ser la más conveniente, no sólo por la tabla expuesta, sino que también porque es la que menos material requiere para su fabricación, esto porque las opciones 1 y 3 consideran un largo de 5 metros de ducto, mientras que la opción restante solo considera la mitad de este.

Confirmando la decisión tomada en el párrafo anterior, en la Figuras 5.34 y 5.35 se presentan los resultados de las simulaciones efectuadas para las 3 opciones cuando el soplador alimenta el ducto con una velocidad constante de 25[m/s] (para mayor detalle de los comportamientos obtenidos, revisar Anexo E: Gráficas demostrativas canalizadores propuestos, donde se muestran las gráficas a página completa):

Figura 5.34 Velocidades axial, radial y magnitud en opciones de canalizador.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

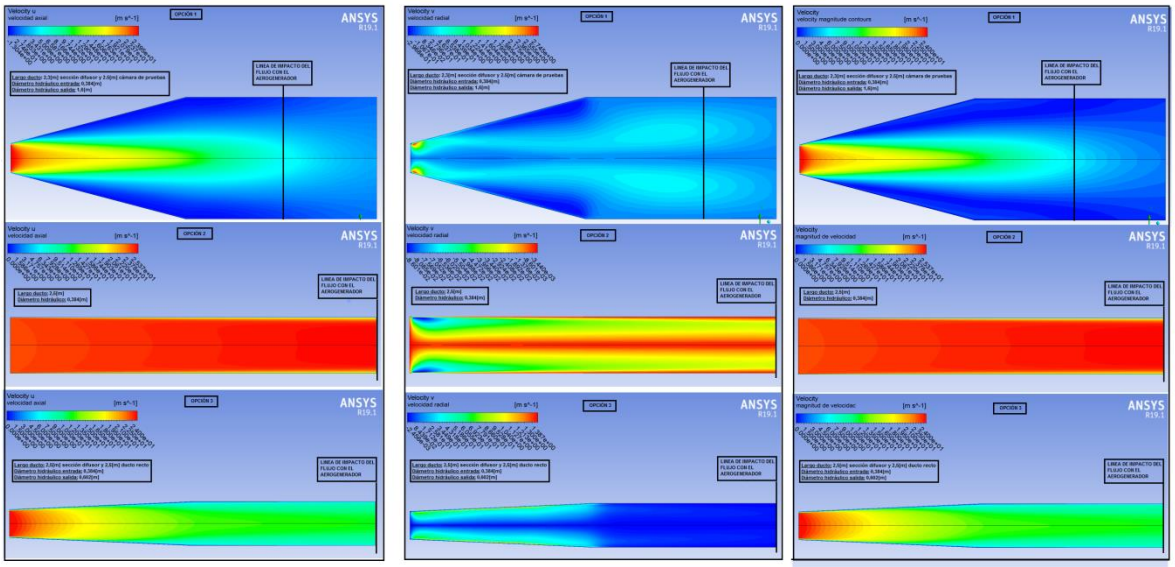
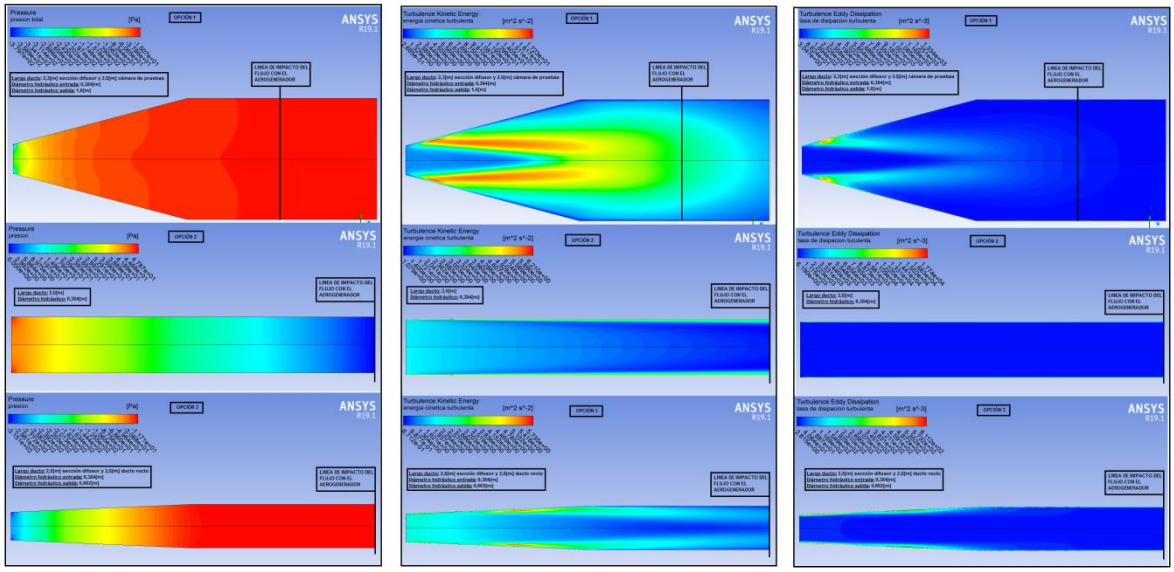


Figura 5.35 presión, energía cinética turbulenta y tasa de disipación turbulenta en opciones de canalizador.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



Como se puede apreciar en dichas figuras, el comportamiento de las simulaciones realizadas concuerda con los cálculos efectuados en este capítulo. En el caso de la velocidad axial, en la opción 2 esta dicta el comportamiento del campo de velocidad generado, haciendo que la velocidad radial no tenga efectos considerables sobre el flujo, contrario a lo que ocurre en las opciones 1 y 3, donde si existe influencia de la velocidad radial en la magnitud de velocidad obtenida. También se debe considerar el hecho de que las velocidades influyentes disminuyen en las opciones 1 y 3 por el efecto del difusor (aumento considerable de presión y energía cinética turbulenta), mientras que en la opción 2, al existir una caída de presión en la sección recta, es posible obtener un aumento en la velocidad axial y una disminución de la energía cinética turbulenta gradual y poco caótica.

Por lo tanto, según los cálculos realizados y su respaldo mediante las simulaciones, es posible elegir, en una primera instancia, como método de solución preliminar a la canalización del flujo, la opción del canalizador recto hasta los límites del aerogenerador, justificado en su capacidad de potencia, menor perdida de carga total, menor requerimiento de materia prima para su construcción (3 chapas de acero galvanizado de 2500x1000x0.35 milímetros cúbicos) y mejor comportamiento de parámetros fundamentales mostrados en las simulaciones.

5.3.6 DISEÑO ESTRUCTURAL DE LA OPCIÓN ELEGIDA.

5.3.6.1 VARIANTES A LA OPCIÓN SELECCIONADA

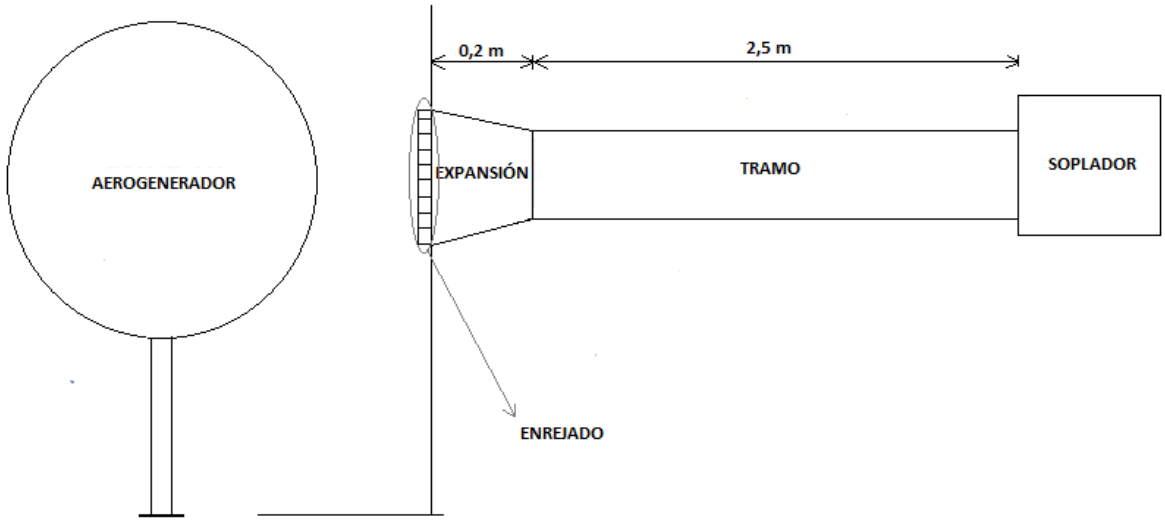
Antes de implementar el diseño estructural de la opción elegida como tal, con el objetivo de "suavizar" la salida de la opción seleccionada, se decide realizar un pequeño difusor al final del canalizador recto, cuyas dimensiones permitan aumentar el área de influencia del soplador del aerogenerador sin afectar en demasía la velocidad de viento incidente al equipo o la generación de pérdidas de cargas en dicha expansión final.

Para realizar dicha tarea, se decide que el largo de la expansión sea como máximo igual a 0,2 metros, adicionales a los 2,5 metros pensados para el canalizador recto, con un incremento en la sección de salida que permita que la velocidad máxima de viento incidente disminuya su valor a un máximo de 20[m/s], punto donde se define que la curva de potencia y eficiencia de un aerogenerador común puede ser descrita experimentalmente. Realizando los cálculos correspondientes a esta configuración (Tabla 5.17) se obtiene el esquema modificado de la opción elegida (Figura 5.36):

Tabla 5.17 Valores característicos de la expansión a implementar.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Dimensión	Valor	Unidad
V_1	25	m/s
D_1	0,3836	m
A_1	0,162	m^2
V_2	20	m/s
D_2	0,45	m
A_2	0,2025	m^2
A_R	1,25	$-$
L	0,2	m
θ	9,5	°
K_{dif}	0,78	$-$
ΔP_f	298,59 Aumento	Pa

Figura 5.36 Variante de opción seleccionada.
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en



Donde la potencia máxima aprovechada actualizada promedio y la pérdida de carga total de la variante a la opción elegida son (Tabla 5.18):

Tabla 5.18 Datos relevantes variante a la opción elegida.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Datos relevantes	OPCION 2	OPCION 2 variante
Caudal [m3/s]	4,05	4,05
Flujo másico [kg/s]	4,961	4,961
Perdida de carga total [Pa]	41,62 Disminución	256,97 Aumento
P. Incidente máxima	1550,4 $[W]$	992,3 $[W]$

Como se puede apreciar, suavizar la salida siguiendo los cálculos generales tiene un costo en la potencia generada y las pérdidas de carga, pero un beneficio considerable en el área de cobertura del aerogenerador (aumento del 25%) y el ángulo de ataque del viento incidente hacia el mismo, lo que propiciará que el flujo se encuentre mejor distribuido en el área de influencia del aerogenerador de 600[W] y este pueda a su vez aprovechar de mejor forma la energía cinética de traslación del viento incidente.

Para confirmar los resultados obtenidos de la variante, al igual que para las opciones originales, se realizan simulaciones del flujo en el interior del canalizador, con el fin de reconocer el comportamiento específico de las variables de interés del flujo cuando se

cuenta con una velocidad máxima proporcionada por el sistema motor soplador de 25[m/s] (turbulento, incompresible y estacionario) y presión atmosférica en la salida.

En la Figuras 5.37 y 5.38 se presentan los comportamientos de velocidad (axial, radial y magnitud), presión y energía cinética turbulenta asociados a la variante de la opción seleccionada:

Figura 5.37 Velocidades axial, radial y magnitud en variante de opción elegida.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

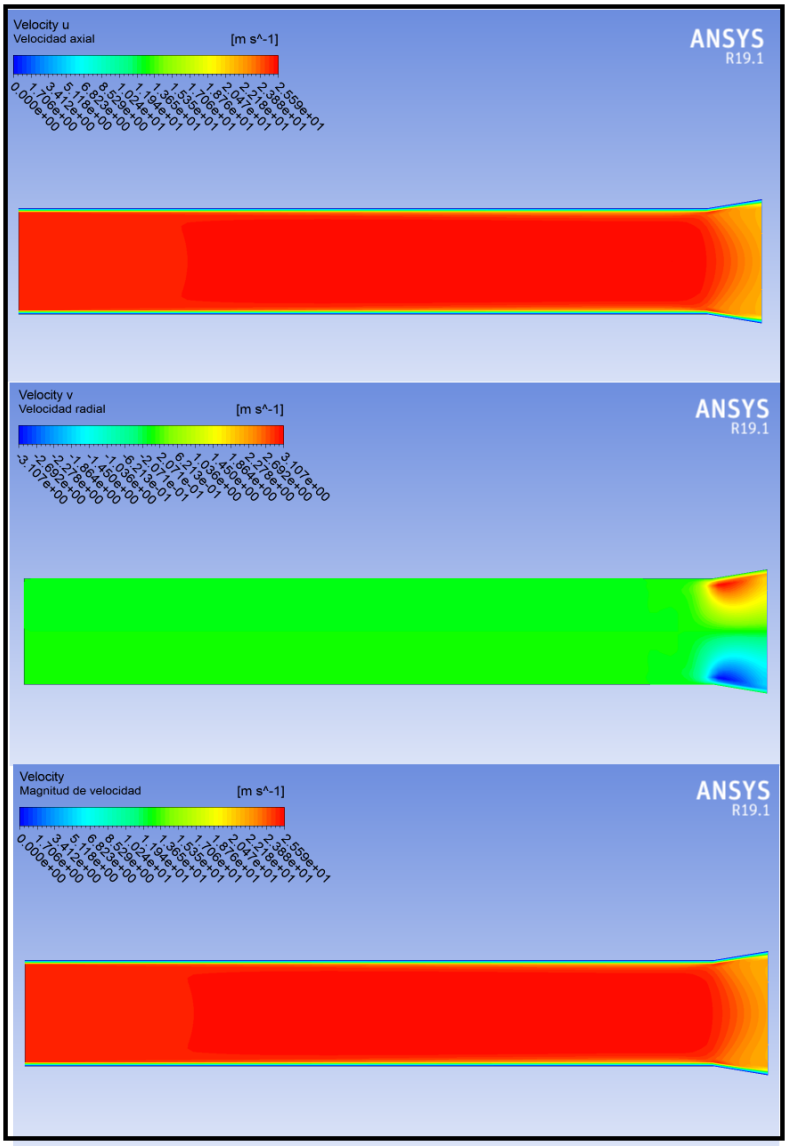
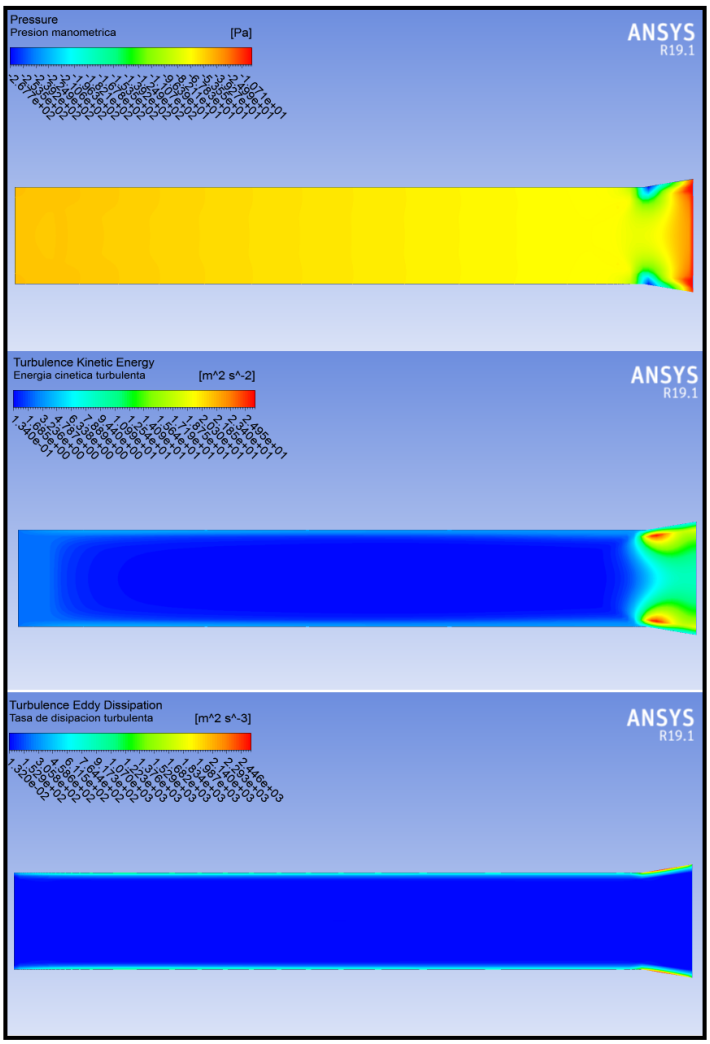


Figura 5.38 Presión, energía cinética turbulenta y tasa de disipación turbulenta en variante de opción elegida.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

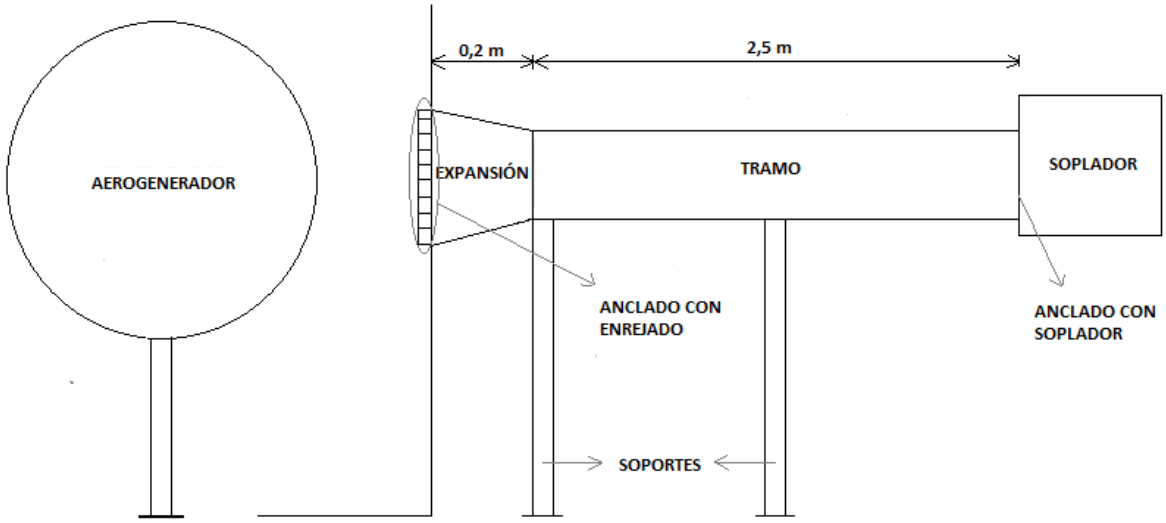


Como se puede apreciar, nuevamente existe una concordancia entre los resultados simplificados y las simulaciones complejas, esperando el decaimiento de la presión estática en la zona recta y aumentando en la zona de expansión para suavizar la llegada del flujo al aerogenerador de 600[W], provocando el aumento del 25% de cobertura del mismo como se mencionó anteriormente.

5.3.6.2 CALCULO DE LOS FACTORES DE SEGURIDAD

Una vez comprobadas las dimensiones con las que se construirá el tramo, se debe comprobar que este no fallará según las solicitaciones a las cuales sea expuesto. En el caso de esta estructura, se debe analizar una posible falla por flexión en la misma, falla por cortante en los pernos que se hacen cargo de mantener la estructura conectada al soplador y al soporte cuya misión es apoyar al enrejado de la estructura a soportar el peso del tramo (figura 5.39).

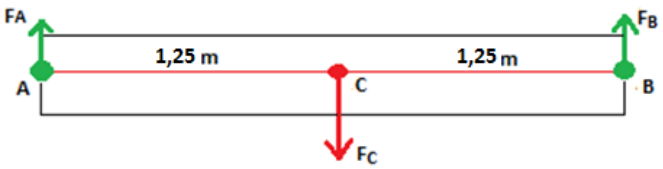
Figura 5.39 Representación de la situación.
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en.



5.3.6.2.1 ANALISIS DE FLEXIÓN EN SECCIÓN RECTA

La primera posible falla a analizar es la que puede ocurrir por flexión en el tramo recto, que provoca a su vez esfuerzos en los bordes y en el centro por su propio peso. En el caso de no implementar el soporte central que se muestra en la Figura 5.39, el diagrama de cuerpo libre (Figura 5.40), considerando únicamente al ducto (desde el soplador hasta el enrejado) dice lo siguiente:

Figura 5.40 DCL ducto.
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en.



Donde, por sumatoria de fuerzas y momento se sabe que:

$$\frac{F_c}{2} = F_A = F_B \text{ (2.220)}$$

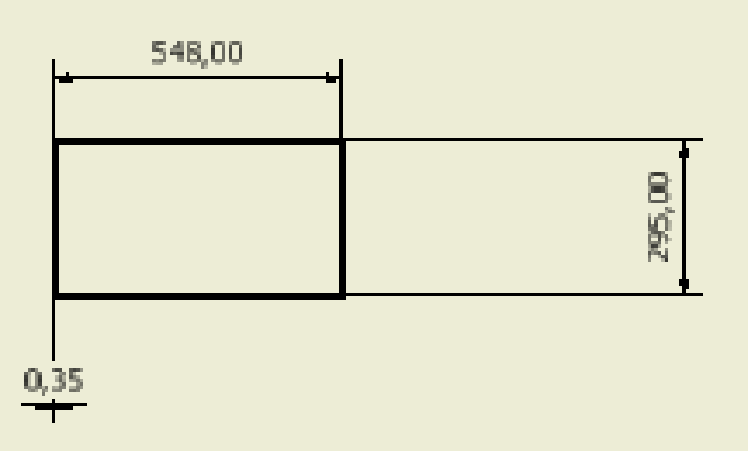
$$F_C = q_{tramo} \cdot L \text{ (2.221)}$$

Dónde:

F_A: Fuerza del soporte sobre el tramo [N].
F_B: Fuerza de los pernos sobre el tramo [N].
F_c: Carga distribuida por el peso del tramo [N].
q_{tramo}: Carga por unidad de longitud en el tramo [N/m].
L: Longitud del tramo [m].

Mientras que su sección transversal es:

Figura 5.41 Sección transversal del ducto.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Y, calculando el área, momento de inercia y distancia desde el centro hasta el eje más alejado se tiene que:

$$A_{sección} = (0{,}5487 \cdot 0{,}2957) - (0{,}548 \cdot 0{,}295) = 5{,}906 \cdot 10^{-4}[m^2] \text{ (5.222)}$$

$$I_{sección} = \frac{(0{,}5487 \cdot 0{,}2957^3) - (0{,}548 \cdot 0{,}295^3)}{12} = 9{,}374 \cdot 10^{-6}[m^4] \text{ (5.223)}$$

$$c = \frac{0{,}5487}{2} = 0{,}2744\ [m] \text{ (5.224)}$$

Se sabe que el material de construcción del tramo será a través de planchas de acero galvanizado de 3000x1000x0.35 [mm3] (por disponibilidad en el mercado), por lo que es necesario tener en consideración los datos entregados por la tabla 5.19:

Tabla 5.19 Propiedades mecánicas del acero galvanizado
Fuente: https://www.rostubos.com/es/acero-galvanizado-zinc-resistencia-corrosion-embuticion-soldadura-chapas-calidades-recubrimiento-electrolitico-galvanizado-inmersion-caliente-proteger-hierro-acero.aspx

Características	Valor declarado
Límite elástico Rp0.2 [MPa]	140
Resistencia a la tracción [MPa]	270-500
Alargamiento A ∞ (en %)	22
Módulo de elasticidad [KN/mm^2]	210
Coeficiente de Poisson	0.3
Coef. Dilatación térmica lineal de 20°C a 100°C [μm/m°C]	12.0
Densidad [kg/m3]	7850

Conociendo el área de la sección, la densidad del material y considerando a la gravedad, se tiene que:

$$q_{tramo} = A_{sección} \cdot \rho_{acero} \cdot g = 46{,}36 \left[\frac{N}{m}\right] \text{ (5.225)}$$

Por lo que la Fuerza representativa en el centro del tramo analizado será igual a:

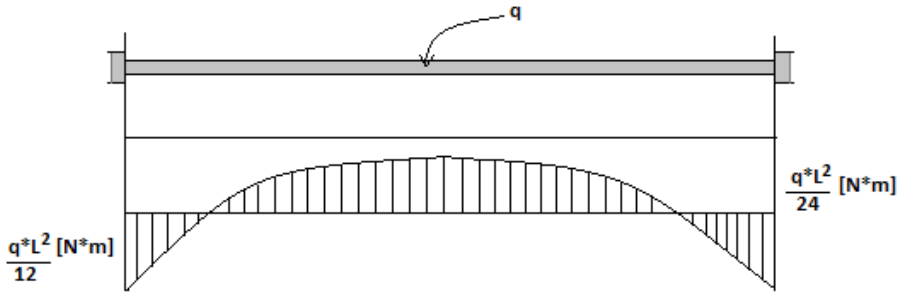
$$F_C = 115{,}9\ [N] \text{ (5.226)}$$

Por ende:

$$F_A = 57{,}95\ [N]\ ;\ F_B = 57{,}95\ [N] \text{ (5.227)}$$

Para calcular el momento de flexión, se cuenta con la Figura 5.42, la cual proporciona la distribución del momento en una viga doblemente empotrada con carga distribuida, como es el caso de estudio:

Figura 5.42 Viga Doblemente empotrada con una carga distribuida.
Fuente: Tablas CINTAC, Momentos de Flexión, Caso 2



Como se puede apreciar, el momento de flexión es máximo en los empotramientos. Por lo tanto, su valor es:

$$M_{f,max} = \frac{46{,}36\left[\frac{N}{m}\right]\cdot 2{,}5^2[m^2]}{12} = 24{,}15[N\cdot m] \text{ (5.228)}$$

Por lo que, el esfuerzo máximo de trabajo es igual a:

$$\sigma_{Trabajo} = \frac{24{,}15[N\cdot m]\cdot 0{,}2744[m]}{9{,}874\cdot 10^{-6}[m^4]} = 7{,}0681\cdot 10^5\ [Pa] \text{ (5.229)}$$

De la tabla 5.21, se sabe que el límite de elasticidad del acero galvanizado es igual a:

$$S_{y,acero} = 140\cdot 10^6\ [Pa] \text{ (5.230)}$$

Por lo que el factor de seguridad o de diseño del tramo cuando es sometido a la configuración mostrada anteriormente es igual a:

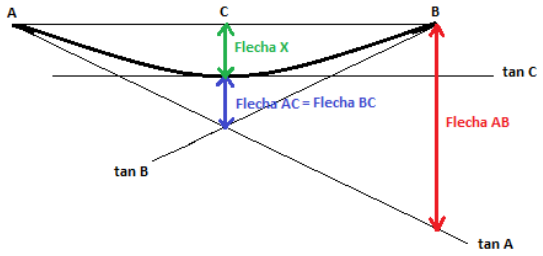
$$n = 198{,}07[-] \text{ (5.231)}$$

Este factor, tan elevado, demuestra que el ducto no fallará por flexión en sus bordes.

5.3.6.2.1.1 CÁLCULO DE LA DEFLEXIÓN

Otro factor importante a analizar al momento de diseñar el ducto es el cálculo de la deflexión que este tendrá al simular la colocación en altura empotrado en sus extremos sin apoyo en el centro de masa del mismo. La figura 5.43 exagera esta situación, para hacer gráficamente visible la misma, y así poder determinar el método de cálculo de la deflexión en el centro de masa utilizando el teorema de Thales (Ecuación 5.232)

Figura 5.43 Deflexión en el centro del ducto.
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en.



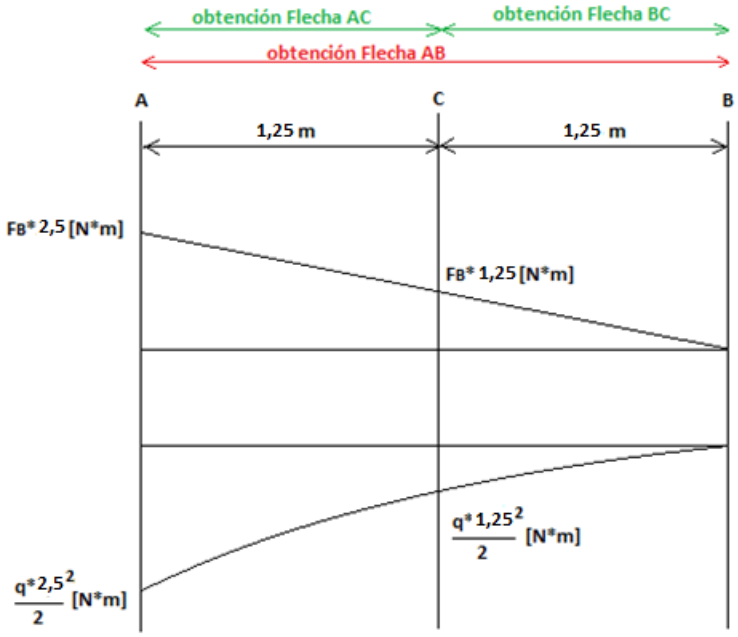
$$\frac{Flecha\ X + Flecha\ BC}{L/2} = \frac{Flecha\ AB}{L} \quad (5.232)$$

$$Flecha\ X = \frac{Flecha\ AB}{2} - Flecha\ BC \quad (5.233)$$

5.3.6.2.1.2 TEOREMA DEL EMPOTRAMIENTO Y ÁREAS DE MOMENTO

Para el cálculo de las deflexiones se recurre a los teoremas del empotramiento y áreas de momento. La Figura 5.44 muestra la gráfica del ducto cuando se simula un empotramiento en [A].

Figura 5.44 Teorema del empotramiento en el ducto.
Fuente: https://www.geogebra.org/?lang=en.



A través de esta gráfica es posible obtener las deflexiones requeridas para el cálculo de la deflexión en el centro del ducto mediante la ecuación 3.35 perteneciente al marco teórico de esta tesis, que proporciona cualquier deflexión requerida mediante dicha fórmula.

Sabiendo que:

$$E = 120 \cdot 10^{6}\ [Pa]\ ; I = 9{,}874 \cdot 10^{-6}[m^{4}] \text{ (5.234)}$$

Las deflexiones requeridas para el cálculo de la Flecha X son:

$$\delta_{AB} = \frac{1}{E \cdot I}\left[\left(\frac{57{,}95 \cdot 2{,}5 \cdot 2{,}5}{2}\right) \cdot \left(\frac{2 \cdot 2{,}5}{3}\right) - \left(\frac{46{,}36 \cdot 2{,}5^{2}}{2} \cdot \frac{2{,}5}{3}\right) \cdot \left(\frac{3}{4} \cdot 2{,}5\right)\right] \text{ (5.235)}$$

$$\delta_{AB} = 6{,}36822 \cdot 10^{-2}[m] \text{ (5.236)}$$

$$\delta_{BC} = \frac{1}{E \cdot I}\left[\left(\frac{57{,}95 \cdot 1{,}25 \cdot 1{,}25}{2}\right) \cdot \left(\frac{2 \cdot 1{,}25}{3}\right) - \left(\frac{46{,}36 \cdot 1{,}25^{2}}{2} \cdot \frac{1{,}25}{3}\right) \cdot \left(\frac{3}{4} \cdot 1{,}25\right)\right] \text{ (5.237)}$$

$$\delta_{BC} = 1{,}99007 \cdot 10^{-2}[m] \text{ (5.238)}$$

Y la Flecha X (δ_X) es igual a:

$$\delta_X = \frac{6{,}36822 \cdot 10^{-2}}{2} - 1{,}99007 \cdot 10^{-2} \text{ (5.239)}$$

$$\delta_X = 11{,}9404 \cdot 10^{-3}[m] \text{ (5.240)}$$

Por lo tanto, la deflexión en el centro de la viga si es que no se coloca el apoyo central es de aproximadamente 12 milímetros, por lo que se justifica la implementación de dicho soporte en el esquema, ya que una deflexión de estas características provocará vibraciones indeseadas en el canalizador cuando se opere el sistema artificial de generación de viento a altas velocidades.

5.3.6.2.2 ANÁLISIS DE FALLA POR ESFUERZO CORTANTE EN PERNOS

A continuación se estudia el método de falla provocado por el esfuerzo cortante en los pernos debido a la reacción de la fuerza en el punto B. En las Figuras 5.45 y 5.46 se pueden apreciar las dimensiones de la extensión para sostener el ducto con el soplador y su respectivo diagrama de cuerpo libre, considerando únicamente el elemento en cuestión:

Figura 5.45 Extensión ducto para unión con soplador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.

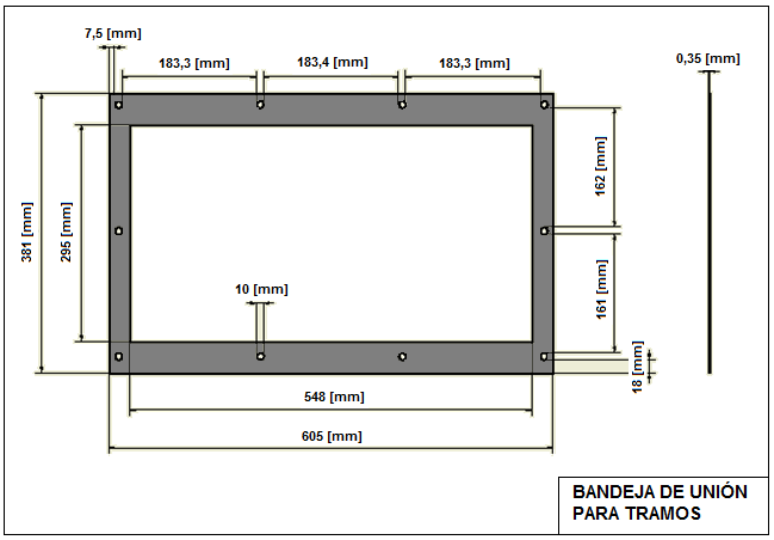
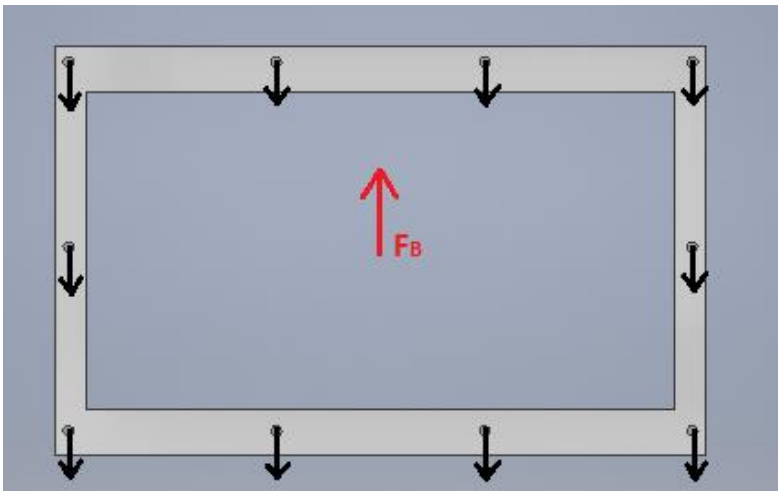


Figura 5.46 DCL Extensión ducto para unión con soplador (fuerzas en pernos).
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Con el objetivo de realizar el cálculo con una sobre estimación se realiza el siguiente supuesto: F_B se concentra en cada perno como tal.

Para 1 perno de 10 milímetros de diámetro en el vástago su sección sometida a esfuerzo cortante es:

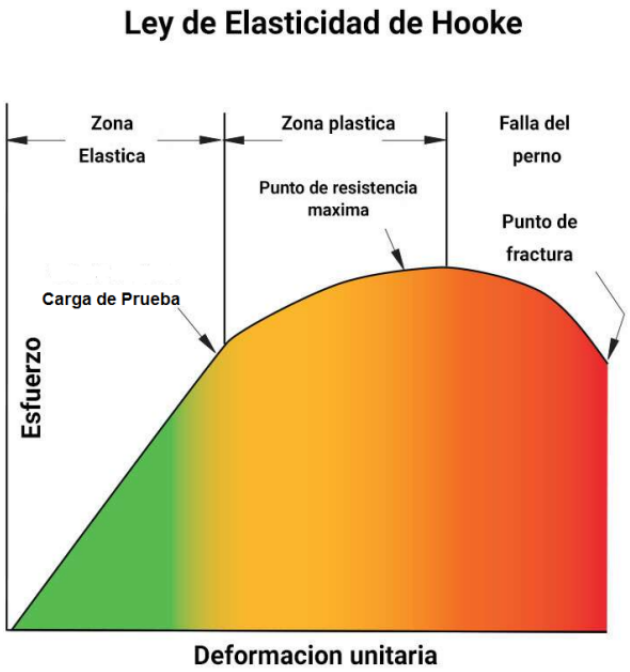
$$A_{corte} = \frac{\pi \cdot 0{,}01^2}{4} = 7{,}854 \cdot 10^{-5}[m^2] \quad (5.241)$$

Por lo tanto, considerando la fuerza en B como fuerza cortante, el esfuerzo de trabajo es igual a:

$$\tau_{trabajo} = \frac{57{,}95[N]}{7{,}854 \cdot 10^{-5}[m^2]} = 737841[Pa] \text{ (5.242)}$$

En uniones roscadas, el esfuerzo al que se debe comparar el esfuerzo de trabajo para obtener el factor de seguridad de la unión es el denominado como carga de prueba (Figura 5.47).

Figura 5.47 Carga de prueba en Pernos (Uniones Roscadas).
Fuente: https://www.enerpac.com/es/formaci%C3%B3n/e/bolting-theory



En el caso de estudio, los pernos elegidos para ensamblar el ducto al soplador son los de grado o clase 8.8, de acero medio carbono templado.

En la Tabla 5.20 se pueden apreciar los valores de resistencia de pernos según su grado y material de fabricación:

Tabla 5.20 Resistencia de pernos y tuercas DIN.
Fuente: http://www.casadelperno.com/AyudaTecnica_Resistencia.html

Número de Grado	Material	Carga de Prueba [MPa]	Esfuerzo de Ruptura [MPa]
4.6	Acero de bajo carbono	225	400
4.8	Acero de bajo carbono	310	420
5.8	Acero de bajo carbono	380	520
8.8	Acero al carbono, templado y revenido	600	830
9.8	Acero al carbono, templado y revenido	650	900
10.9	Acero al carbono, templado y revenido	830	1040

Por lo tanto, el factor de seguridad o de diseño del perno es igual a:

$$n = \frac{600 \cdot 10^6[Pa]}{737841[Pa]} = 813[-] \text{ (5.243)}$$

Este valor demuestra que, aún sobre estimando el valor de la carga por perno, el ensamblado será seguro y los pernos no fallarán por esfuerzos cortantes.

Para la junta, el área sometida esfuerzo cortante es:

$$A_c = \left((0{,}605 \cdot 0{,}381) - (0{,}548 \cdot 0{,}295)\right) - \left(10 \cdot (7.854 \cdot 10^{-5})\right) = 0{,}0681[m^2] \text{ (5.244)}$$

Por lo que, el esfuerzo de trabajo en la junta es igual a:

$$\tau_{trabajo} = \frac{57{,}95[N]}{0{,}0681[m^2]} = 850{,}95[Pa] \text{ (5.245)}$$

Considerando que el acero galvanizado tiene un límite elástico igual a 140 [MPa], el valor del límite elástico para esfuerzos cortantes es igual a:

$$S_{Sy} = 70 \cdot 10^6[Pa] \text{ (5.246)}$$

Por lo tanto, el factor de seguridad o diseño para la unión entre el ducto y el soplador sometido a los esfuerzos cortantes de los 10 pernos es igual a:

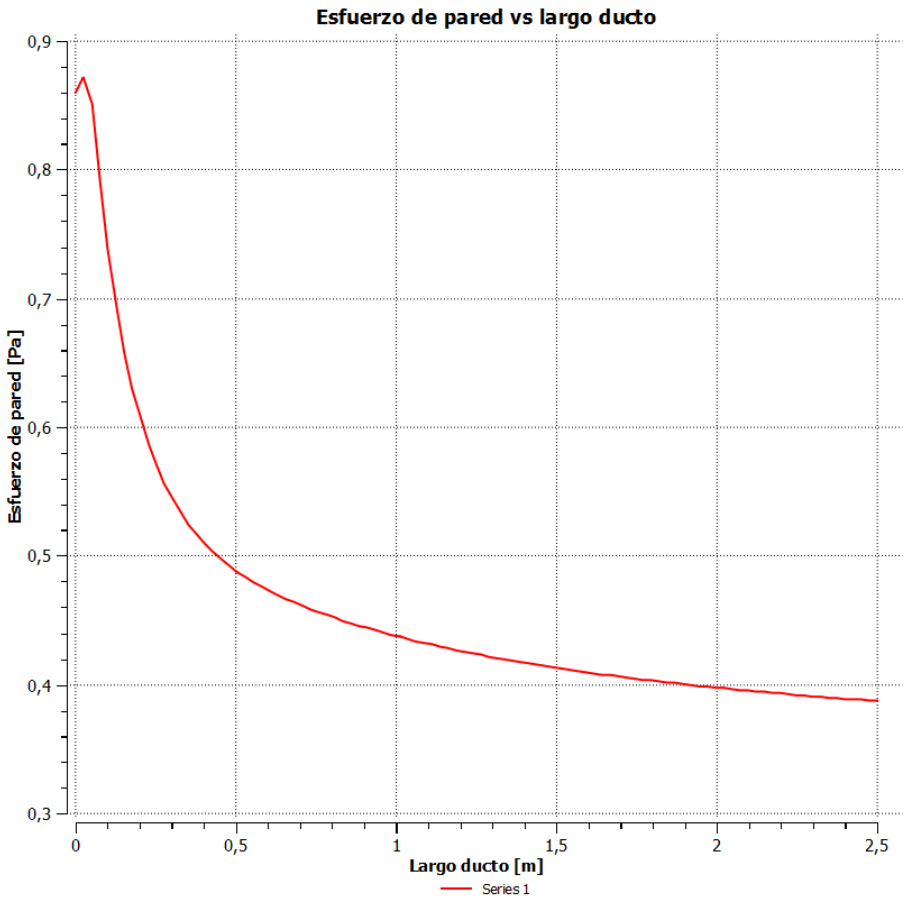
$$n = 82260\ [-]\ (5.247)$$

Valor exageradamente alto, por lo que se confirma la seguridad en el diseño de la extensión sometida a la carga cortante de los pernos.

5.3.6.2.3 ANÁLISIS DE FALLA POR TRACCIÓN EN PERNOS

Un último análisis que se debe realizar es el método de falla por la fuerza de tracción en los pernos. Según el estudio del flujo realizado en el ducto (Anexo A), se puede apreciar la distribución de la fuerza de arrastre que el viento ejerce sobre las paredes del mismo (Figura 5.48):

Figura 5.48 Gráfico esfuerzo de pared en función del largo del ducto.
Fuente: Anexo A, Simulación en Ansys de ducto seleccionado.



Como se comprueba en la simulación, el esfuerzo de pared alcanza su máximo en el inicio del ducto (punto B en el DCL), y su valor es aproximadamente:

$$\sigma_{pared} = 0{,}87[Pa] \text{ (5.248)}$$

Por lo que, la fuerza de tracción en el perno es igual a:

$$F_{traccion,perno} = 0{,}87[Pa] \cdot \ 7{,}854 \cdot 10^{-5}[m^2] = 6{,}833 \cdot 10^{-5}[N] \text{ (5.249)}$$

Como se puede apreciar, esta fuerza es prácticamente nula con respecto a la fuerza cortante, aun sobreestimando el cálculo, dado que para la sujeción del ducto con el soplador se consideran 10 pernos, y aquí se realizaron los cálculos considerando que 1 perno es sometido a toda la carga disponible, por lo que el mismo no fallará en los casos estudiados (tracción y cizalle).

Finalizadas las memorias de cálculo y la selección de las opciones más eficientes para efectuar los diseños que permitan mejorar la instalación actual del SETE, se está en condiciones de decidir sobre su fabricación y posicionamiento de las mismas en el sistema. En el siguiente capítulo se redactan dichos procesos, sumando además las modificaciones eléctricas relacionadas a las mecánicas planteadas en este capítulo.

CAPITULO VI: FABRICACIÓN E INSTALACIÓN DE MODIFICACIONES.

En el capítulo anterior se diseñaron y calcularon las propuestas de mejoras relacionadas a los problemas de centralización y posicionamiento del nuevo aerogenerador y la canalización del flujo hacia este. En este capítulo se detallan los procedimientos de fabricación e instalación de las mismas, mas todas las modificaciones secundarias que se deben realizar a partir de dichas propuestas.

6.1 FABRICACIÓN DE EXTENSIÓN TUBULAR SOPORTANTE DEL AEROGENERADOR

Como se ha destacado en capítulos anteriores, el primer macro problema a resolver en esta tesis es la modificación de la estructura soportante del aerogenerador mediante una extensión tubular que sea capaz de efectuar las mismas funciones anteriores, pero con la capacidad de hacer que la turbina pueda recibir de forma óptima el flujo de viento entregado por el soplador.

Para realizar dicha tarea se deben mecanizar tres elementos fundamentales de sujeción para elevar el aerogenerador a la altura deseada: una extensión tubular de 280 milímetros de largo y 48 milímetros de diámetro exterior (acoplado al tubo original mediante soldadura de filete), un nuevo soporte para la turbina y otro acoplado al último para contar las revoluciones de los álabes de la misma.

Habiendo corroborado sus diseños mediante los planos y la memoria de cálculo efectuada en el capítulo anterior, sólo resta exponer los métodos de fabricación de los elementos.

6.1.1 EXTENSIÓN TUBULAR

Encargada de aumentar la altura de instalación del soporte para que el eje del aerogenerador quede centrado con el flujo de viento entregado por el soplador, la extensión tubular se realiza mediante el rescate de parte de un elemento reciclado del laboratorio de energías renovables (Figura 6.1)

Figura 6.1 Tubo a mecanizar para fabricación de extensión.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Una vez efectuado el corte de la sección tubular del elemento reciclado, se procede a limar las dichas zonas para su posterior fijación con la estructura ya instalada. Como se indicó en el capítulo anterior, la extensión tubular se acopla al tubo original mediante soldadura de filete de 1,01 mm de espesor. La Figura 6.2 muestra la unión permanente de la estructura original con la extensión:

Figura 6.2 Unión de la estructura original con la extensión tubular.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



6.1.2 SOPORTE DE TECHNYL A-90

Una vez fabricada e instalada la extensión tubular, se debe proceder a la fabricación e instalación del soporte dinámico del aerogenerador y el sensor contador de revoluciones.

Encargado de suspender en la posición adecuada tanto al aerogenerador de 600 [W] como el sensor contador de RPM, en el laboratorio de energías renovables se rescatan 2 piezas de Poliamida A-90 de un proyecto desechado, y se mecanizan según los planos de diseño

mediante torno y taladro disponibles en el Taller Mecánico de la Universidad Técnica Federico Santa María (Figuras 6.3 y 6.4)

Figura 6.3 Torneado y taladrado cilindro principal soportante del aerogenerador.
Fuente: Taller mecánico UTFSM, Casa Central.

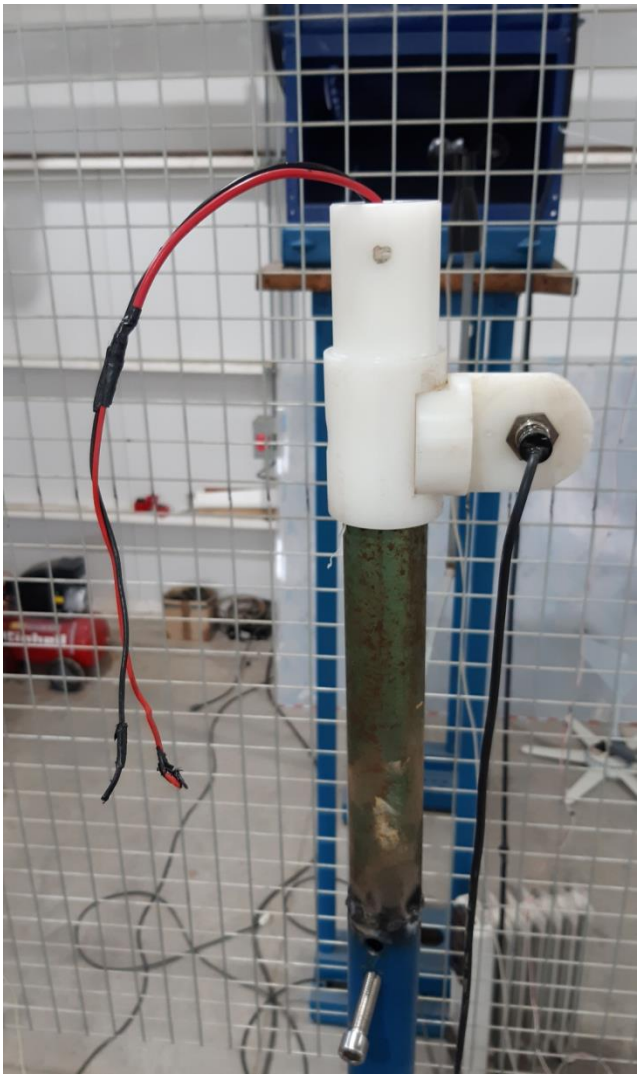


Figura 6.4 Mecanizado de soporte contador de RPM acoplado al soporte principal.
Fuente: Taller mecánico UTFSM, Casa Central.



Finalizada la etapa de fabricación de los elementos que conforman al soporte híbrido, es momento de acoplar el mismo a la extensión ya instalada para proporcionar estabilidad al sistema cuando se requiera colocar el aerogenerador en posición (Figura 6.5).

Figura 6.5 Unión de la estructura original con la extensión tubular.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



6.2 INSTALACIÓN DEL SENSOR CONTADOR DE RPM Y AEROGENERADOR DE 600 [W]

Una vez instalada la extensión soportante del aerogenerador y el sensor contador de revoluciones mediante el soporte híbrido de Poliamida A-90, es momento de colocar los equipos encargados de suministrar potencia al sistema (aerogenerador) y entregar datos relevantes en cuanto a las pruebas de funcionamiento se refiere (sensor contador de revoluciones, anemómetros, regulador de carga, entre otros).

6.2.1 SENSOR CONTADOR DE RPM

Para la instalación del sensor contador de revoluciones no se debe efectuar ninguna modificación eléctrica adicional a las ya realizadas anteriormente (Figura 6.6).

Figura 6.6 Instalación del sensor contador de RPM en la estructura.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



No obstante, esto no implica que no existan cambios a nivel de programación en la interfaz HMI, ya que, recordando la configuración programada para medir las RPM del aerogenerador de 120 [W] (relación 2.1 de los antecedentes pertenecientes al capítulo II de esta tesis), esta considera que cada vuelta corresponde a 6 álabes que han pasado por el

sensor (por los 6 álabes que tiene el aerogenerador de 120 [W]), y, como se conoce, el nuevo aerogenerador sólo cuenta con 3 álabes, por lo que, la ecuación a modificar en la programación para la medición de las revoluciones de la nueva turbina a instalar es:

$$Velocidad\ rotacional\ [rpm] = \frac{revoluciones}{2[s]} \cdot \left(\frac{60[s]}{1[min]} \cdot \frac{1}{3}\right) \quad (6.1)$$

6.2.2 AEROGENERADOR DE 600 [W]

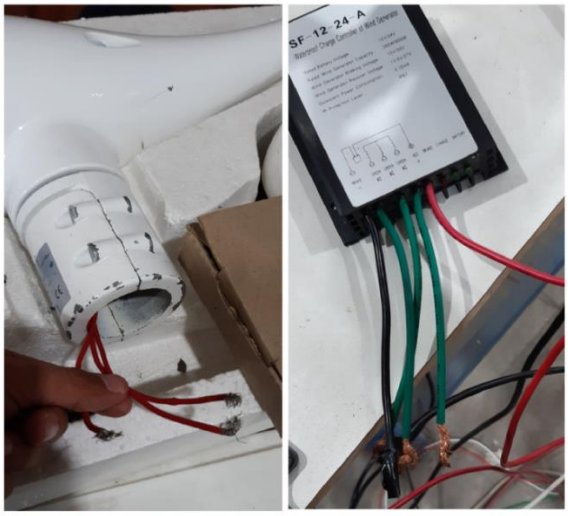
En cuanto a la instalación del aerogenerador, esta requiere una serie de modificaciones secundarias a realizar si se quiere que el SETE sea capaz de proporcionar energía al banco de baterías implementado:

- Cambio de cableado eléctrico desde el aerogenerador hacia el regulador de carga.
- Instalación del nuevo regulador de carga y tablero eléctrico adicional.
- Modificación de enrejado estructural.
- Instalación alambre limitador de rotación del aerogenerador.

6.2.2.1 CABLEADO ELÉCTRICO DESDE EL AEROGENERADOR HACIA REGULADOR DE CARGA

Para iniciar la instalación del aerogenerador en la estructura implementada, se debe estimar la capacidad de carga que soportan los cables a instalar para trasladar el flujo de corriente generado por el aerogenerador hacia el regulador de carga (Figura 6.7).

Figura 6.7 Terminales del aerogenerador y regulador de carga a conectar.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



La instalación del aerogenerador de 120[W] contempla 2 cables de 1.5 mm, los cuales aguantan un flujo de corriente máximo de 15 [A]. Si se realiza el cálculo para la carga máxima que puede generar la nueva turbina a instalar conociendo el valor de la potencia máxima (600 Watts) y el valor del voltaje al que el banco de baterías puede recibir el flujo de corriente (12 Volts), se tiene que:

$$I_{max,DC} = 50[A] \text{ (6.2)}$$

Valor máximo en forma directa después del regulador de carga hacia la batería. Lo anterior implica que en la etapa previa al banco de batería, es decir, en la salida trifásica del nuevo aerogenerador hacia el regulador de carga, los valores máximos de flujo de corriente por cable sean iguales a:

$$I_{max,AC} = \frac{50[A]}{\sqrt{3}} = 29[A] \text{ (6.3)}$$

Y, considerando su valor RMS como el fundamental para estimar la adquisición de los cables para la instalación de la conexión entre el aerogenerador y el regulador de carga se tiene que el valor de corriente que debe soportar cada cable instalado desde la turbina nueva hacia el regulador de carga, es igual a:

$$I_{max,Cable} = 20[A] \text{ (6.4)}$$

Justificándose en el resultado mostrado en la relación (6.4), se deciden adquirir 24 metros de cordón (Figura 6.8), cuyas características se detallan en la Tabla 6.1.

Figura 6.8 Cordón 3x 2,5mm H05VV-F negro.
Fuente: Área de cables y alambres eléctricos, Homecenter Sódimac.



Tabla 6.1 Ficha técnica cordón 3x 2,5mm H05VV-F negro.
Fuente: Área de cables y alambres eléctricos, Homecenter Sódimac.

Ancho por cable	2,5 mm
Color	Negro
Certificación	E-013-14-3265
Características	Cordón con 3 cables de 2,5 mm en su interior y chaqueta de PVC en su exterior. 4600 W, 230 V, 20 Amp.
Marca	DRL
Material	Cobre/PVC
Largo	24 metros.
Precio	$27.841

Una vez adquiridos los cables, se realizan las conexiones pertinentes en los terminales indicados en la Figura 6.7, y se realiza la instalación del aerogenerador en la estructura implementada (Figura 6.9):

Figura 6.9 Instalación del nuevo aerogenerador en la estructura.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



6.2.2.2 REGULADOR DE CARGA Y TABLERO ELÉCTRICO ADICIONAL

Posterior a la instalación del aerogenerador en la estructura y las conexiones realizadas entre el mismo y su regulador, es momento de realizar las conexiones restantes para completar el traspaso de energía desde la turbina hasta el banco de baterías.

Como se estudió en los antecedentes (Capítulo II de esta tesis), el banco de baterías instalado funciona mediante corriente directa, por lo que, para que dicho equipo reciba corriente proveniente desde el aerogenerador, esta debe pasar por un proceso de transformación a cargo del regulador de carga (Figura 6.10 y Tabla 6.2).

Figura 6.10 Regulador de carga impermeable del AG-600W
Fuente: https://es.banggood.com/12V24V-Wind-Generator-Charge-Controller-300W600W-Waterproof-Wind-And-Light-Hybrid-Controller-p-1422512.html?cur_warehouse=CN



Tabla 6.2 Parámetros Regulador de carga impermeable del AG-600W
Fuente: Nanjing Hongyu New Energy Technology Co.,Ltd

Modelo	SF-12/24-A
Voltaje nominal de la batería	12V/24V
Capacidad nominal del aerogenerador	300W/600W
Voltaje de frenado del aerogenerador	15V/30V
Voltaje de recuperación del aerogenerador	13,5V/27V
Consumo de energía en reposo	≤15Ma
Nivel de protección IP	IP67

Para implementar dicho traspaso de corriente, los terminales positivo y negativo del regulador (roja y negra según la figura 6.10) deben ser conectados al banco de baterías a través del tablero instalado.

Con el objetivo de limitar las operaciones del sistema, en el caso de que el mismo opere sin control (como puede suceder en ambientes no controlados), el regulador de carga actúa en base a su función principal: limitar la velocidad de giro del aerogenerador en el caso de que este llegue a proporcionar más de 15 Volts (voltaje de frenado del aerogenerador), superando el voltaje nominal del banco de baterías instalado. Debido a que el sistema se encuentra efectuando sus funciones en un ambiente controlado, se decide omitir dicha función de frenado, instalando un tablero adicional (Figura 6.11), el cual cuenta con 2 contactores tripolares modelo UMC50 00NC X220 y un interruptor que, al activarse, fija el voltaje entregado a la batería en 12 Volts y permite el traspaso de flujo de corriente proveniente desde el aerogenerador hacia la batería de ciclo profundo instalada.

Figura 6.11 Tablero eléctrico adicional (Tablero N°2)
Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Una vez realizadas las conexiones, al momento de activar el sistema y el interruptor del tablero adicional, se podrá apreciar la potencia con la que el SETE es capaz de alimentar el banco de baterías en las pruebas venideras.

6.2.2.3 MODIFICACIÓN DE ENREJADO ESTRUCTURAL

Habiendo modificado las conexiones eléctricas asociadas al traspaso de potencia del sistema, se deben realizar las modificaciones restantes, de tipo mecánico, para completar el funcionamiento óptimo del mismo, con el fin de obtener una mejora en los resultados a comparar con los obtenidos en el capítulo IV de esta tesis. Al momento de instalar la nueva turbina, se prueba, mediante el impulso manual de los álabes, si estos colisionan con alguna sección del enrejado estructural implementado para el aerogenerador de 120 Watts. Al ser más pequeño, y encontrarse instalado a una altura inferior a la actualizada, las palas de la turbina anterior no sufrieron colisiones con su estructura protectora y estabilizadora de flujo, por lo que el enrejado estructural no sufrió de modificaciones al momento de implementarlo. Sin embargo, el aerogenerador de 600 Watts, al ser un equipo de mayores dimensiones, y estar instalado a una altura superior a la anterior, sufre impacto con el enrejado superior de la estructura, lo que anula la rotación de sus álabes. Ante tal complicación, se decide cortar dicha sección, para darle espacio al equipo, de manera que pueda cumplir su función de forma adecuada (Figura 6.12).

Figura 6.12 Proceso de corte de enrejado superior y resultado en la estructura protectora.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Dicha modificación es estrictamente necesaria, sin embargo, la misma es una de estilo parcial. Como objetivo de trabajos futuros en el sistema, se propondrán soluciones a una

modificación total del enrejado para que proteja de forma uniforme el aerogenerador instalado.

6.2.2.4 ALAMBRE LIMITADOR DE ROTACIÓN DEL AEROGENERADOR

Otra particularidad que posee el nuevo aerogenerador instalado es su versatilidad para adaptarse a la dirección del viento incidente. Se encuentra fabricado con un mecanismo interno que le permite rotar sobre su eje en 360° para posicionarse en la dirección donde el viento incidente le permita generar mayor potencia hacia el sistema. Esta función característica de los aerogeneradores HAWT es bastante útil en ambientes no controlados (la naturaleza es un claro ejemplo de dichos ambientes), sin embargo, para el caso de estudio, esta versatilidad presenta una complicación al momento de efectuar las pruebas sobre el equipo debido a su fácil rotación ante las corrientes de viento requerida para las pruebas. Para superar este problema, se decide instalar un alambre que regule la rotación del equipo sobre su eje. Este alambre de 2 mm de diámetro se acopla al aerogenerador en su zona posterior (cola), anclando sus extremos a la estructura protectora (enrejado estructural), como se muestra en la figura 6.13.

Figura 6.13 Instalación alambre limitador de rotación.
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.



Como se puede apreciar, esta forma artificial de limitación de movimiento no es total (se permite que el aerogenerador presente un giro controlado por el largo del alambre implementado), dado que la turbina necesita poseer un rango aceptable de libertad (se estima en 50° de libertad a cada lado) para no forzar en demasía los mecanismos implementados para permitir la rotación del eje del equipo.

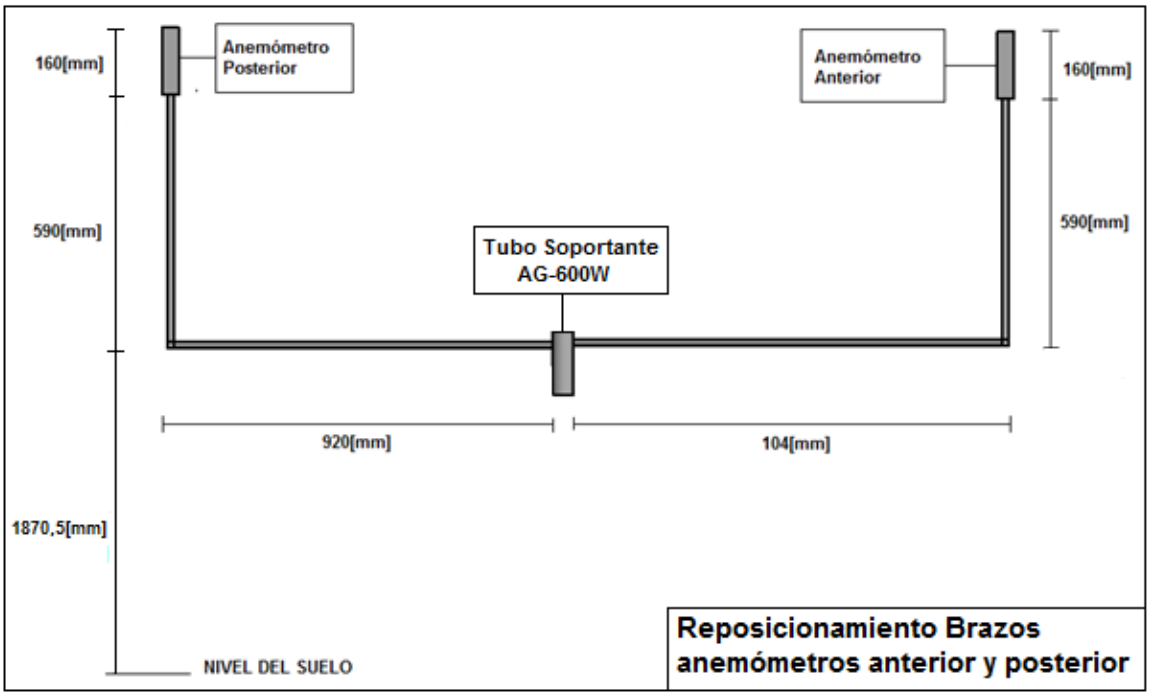
6.3 REPOSICIONAMIENTO ANEMÓMETROS ANTERIOR Y POSTERIOR

Para finalizar las modificaciones asociadas a las mediciones para las pruebas, se deben reposicionar ambos anemómetros a la altura donde el flujo de viento posea mayor influencia sobre el sistema.

Recordando la relación (5.1) obtenida en el capítulo V de esta tesis y observando la Figura 5.8 (del mismo capítulo), se pueden estimar la altura a la que los brazos soportantes de los anemómetros deben posicionarse para obtener resultados óptimos en las mediciones de velocidad del viento a la entrada y salida del aerogenerador.

Los cálculos efectuados, tomando como referencia las alturas de instalación de los brazos actuales, dicen que, el brazo del anemómetro anterior debe reposicionarse 170,5 mm más arriba de su punto de referencia actual, mientras que el brazo del anemómetro posterior debe reposicionarse a 245,5 mm de su punto de instalación actual para que ambos queden instalados a la misma altura (1870,5 mm desde el nivel del suelo), y puedan informar de forma eficiente a través de la interfaz HMI las velocidades del viento a la entrada y la salida del aerogenerador. La figura 6.14 muestra el resultado de dicha modificación:

Figura 6.14 Modificación de posición anemómetros anterior y posterior.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



6.4 FABRICACIÓN E INSTALACIÓN DEL CANALIZADOR DE FLUJO

Una vez efectuado el posicionamiento de los anemómetros para obtener mediciones eficientes en las pruebas a realizar, se completa la instalación de las mejoras que resuelven el primer macro problema enunciado anteriormente. Para finalizar este capítulo, se estudia el método de fabricación e instalación del elemento que puede solucionar parte del segundo macro problema mencionado en los capítulos anteriores, la canalización del flujo de viento hacia el aerogenerador.

6.4.1 FABRICACIÓN DEL TRAMO CANALIZADOR

Como se estudió en el capítulo V de esta tesis, la opción más viable a implementar, en las condiciones actuales del sistema, para obtener un flujo de viento canalizado hacia el aerogenerador, consiste en fabricar un canalizador recto que contemple las dimensiones de ancho y altura de la salida del soplador, más un pequeño difusor que suavice la salida del flujo de viento generado hacia el aerogenerador y cuyo largo total se determina a partir de las dos condiciones fundamentales estudiadas según el lugar en el que se desea instalar el ducto: desarrollo del flujo y espacio disponible en el laboratorio de energías renovables para su implementación (Tabla 6.3).

Tabla 6.3 Dimensiones generales tramo canalizador.
Fuente: Memoria de cálculo capítulo V, diseño de mejoras.

Dimensiones	Tramo recto	Expansión
Ancho	548 [mm]	630 [mm]
Altura	295 [mm]	350 [mm]
Largo	2500 [mm]	200 [mm]
Ángulo de expansión	0°	9,5°

Para la fabricación del tramo se deben tener en cuenta las piezas a construir para elaborar el mismo, como son:

- 2 planchas de 2500 milímetros de largo, 548 milímetros de ancho y 0.35 milímetros de espesor (arriba y abajo).
- 2 planchas de 2500 milímetros de largo, 295 milímetros de ancho y 0.35 milímetros de espesor (izquierda y derecha).
- 2 planchas de estilo trapecio regular de 201,5 milímetros de altura, 630 mm de ancho mayor, 548 mm de ancho menor y 0.35 milímetros de espesor (arriba y abajo).

- 2 planchas estilo trapecio regular de 203 milímetros de altura, 350 mm de ancho mayor, 295 mm de ancho menor y 0.35 milímetros de espesor (izquierda y derecha).
- 1 extensión rectangular (Figura 5.43) para el acople de las sección recta del tramo al soplador mediante unión no permanente.
- 2 Extensiones rectangulares para el acople del canalizador en el enrejado mediante el contacto de este con la expansión suavizante de flujo.

Determinadas las piezas que conforman el tramo canalizador, se está en condiciones de presentar el listado de materiales para su elaboración. La tabla 6.4 presenta dicho listado, más el precio total estimado de cada elemento, sumando el valor cotizado de los tubos soportantes del canalizador en su sección recta para mitigar el efecto de flexión en este tramo:

Tabla 6.4 Listado de materiales para fabricación de canalizador y sus soportes
Fuente: Área de elementos de construcción, Homecenter Sódimac.

Materiales	Características	Precio estimado
5 planchas Galvanizadas Lisas	0,35x1000x3000 milímetros cúbicos	$55000
20 pernos cabeza hexagonal (considerando golilla y sujetador)	Calidad 8.8	$5000
2 tubos de acero al carbono sin costura SCH80	4 pulgadas, 5 metros	$80000

Obteniendo un presupuesto aproximado para la compra de $140000.

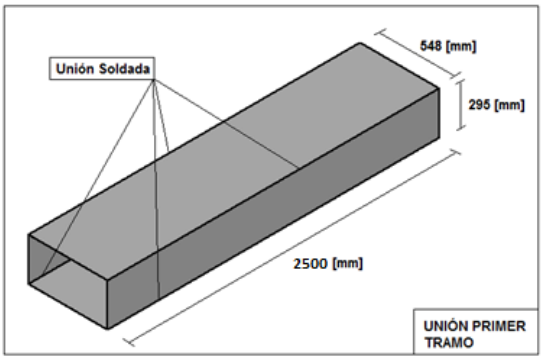
Observación: En el listado de materiales enunciado, no se considera la compra de los materiales que proporciona el laboratorio de energías renovables para el ensamblado permanente del tramo, como lo es el uso de las herramientas de soldadura (electrodos 6011) y mano de obra para la fabricación.

6.4.1.1 CONSTRUCCIÓN

Una vez fabricadas las piezas requeridas para la elaboración del tramo canalizador, se procede a armar el mismo en el siguiente orden:

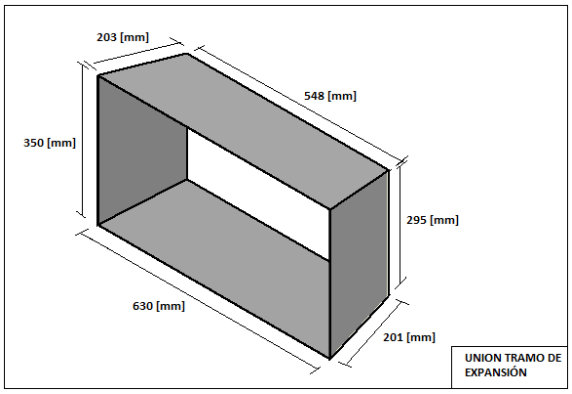
En primer lugar se procede a ensamblar la primera sección del tramo, la cual inicia a la salida del soplador y finaliza en el enrejado anterior al aerogenerador. Para realizar el armado se unen, mediante soldadura de filete, las 4 planchas de 2300 milímetros de largo en la posición indicada de construcción (arriba, abajo, izquierda y derecha), como se muestra en la Figura 6.15:

Figura 6.15 Unión primera sección del tramo.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



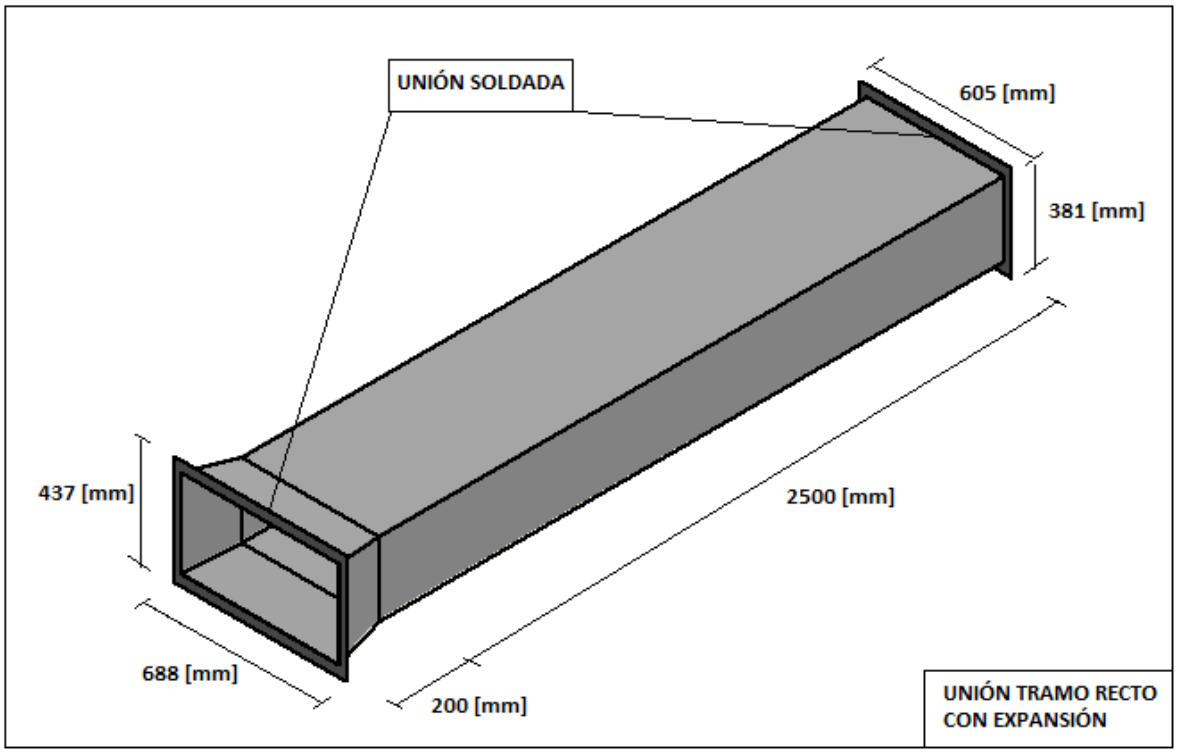
En segundo lugar, se procede a armar la segunda sección del canalizador, la cual inicia posterior al tramo recto y termina anclado en el enrejado a 345 milímetros del aerogenerador. El armado de la sección inicia con la unión mediante soldadura de filete de las 4 planchas trapezoidales indicadas anteriormente (arriba, abajo, izquierda y derecha). Como se muestra en la Figura 6.16:

Figura 6.16 Unión segunda sección del tramo.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Siguiendo el método de soldadura de filete, se unen los tramos recto y de expansión mediante soldadura de filete, para finalmente agregar las extensiones rectangulares a los extremos del canalizador (Figura 6.17).

Figura 6.17 Unión de expansión y extensiones de sujeción al tramo recto del canalizador
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



6.4.2 INSTALACIÓN DEL TRAMO CANALIZADOR

Finalizada la fabricación de las secciones que componen el tramo, para instalar el canalizador en la estructura, solo resta acoplar las mismas en el orden indicado anteriormente, es decir, el primer tramo acoplado mediante 10 pernos de cabeza hexagonal al soplador en un extremo, y acoplado mediante 10 pernos de las mismas características al segundo tramo en el otro extremo, permitiendo que el primer tramo quede en posición recta entre el soplador y el enrejado, ocupando la unión con el segundo tramo como apoyo para que el sistema se mantenga en suspensión a través de la estructura protectora del aerogenerador y apoyos tubulares de 4 pulgadas (Figuras 6.18 y 6.19).

Figura 6.18 Instalación del tramo canalizador (vista isométrica).
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.

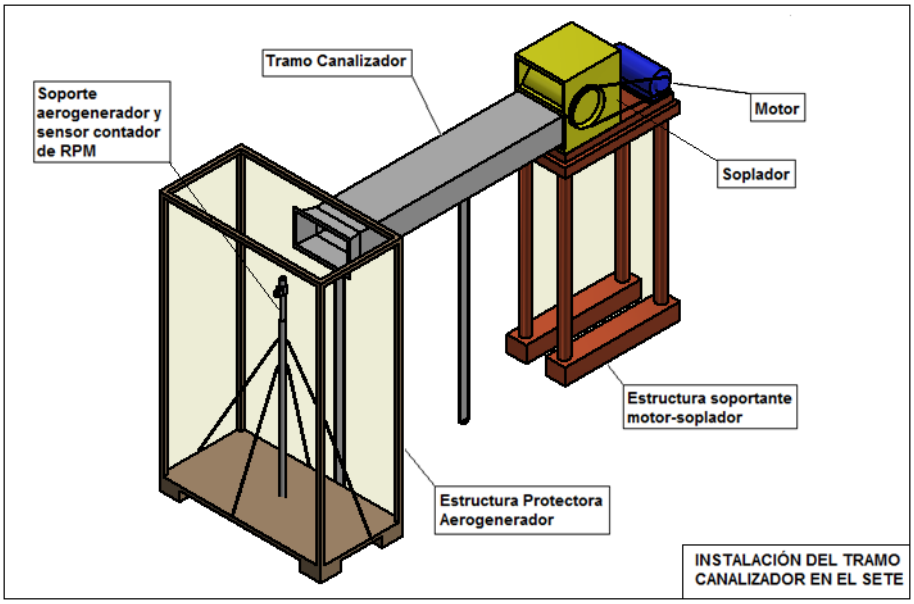
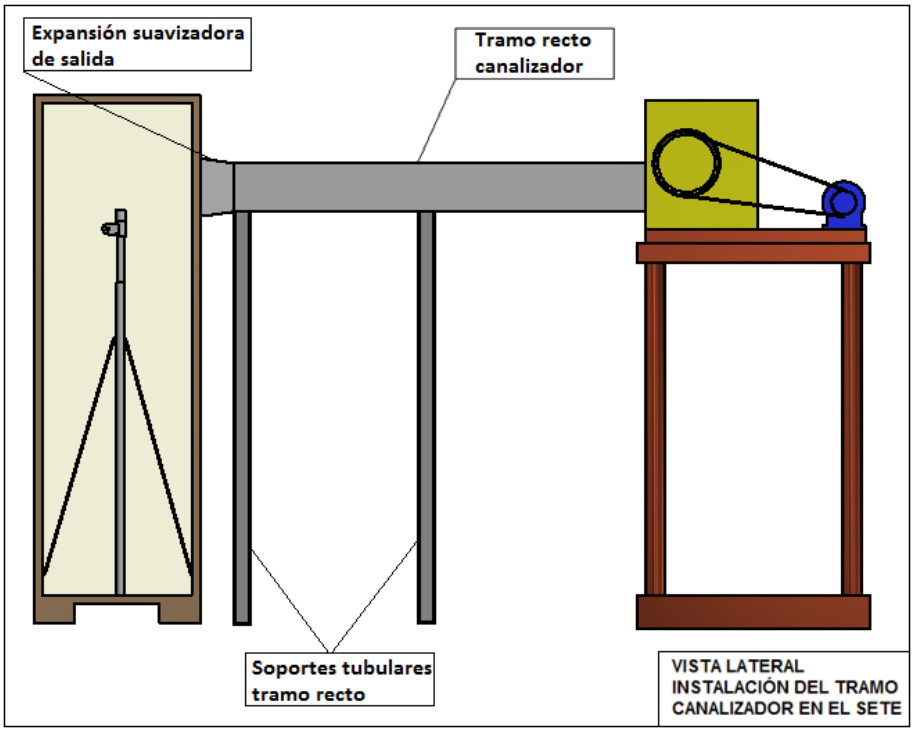


Figura 6.19 Instalación del tramo canalizador (vista lateral).
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



Como adicional, se debe realizar una perforación en la plancha inferior del tramo recto, donde se instala el soporte tubular central del mismo, con el fin de permitir el paso del anemómetro anterior al flujo de viento y de esa manera poder obtener las mediciones de la velocidad de entrada del flujo de viento hacia el aerogenerador y darle una doble utilidad al soporte instalado.

Observación: Debido a complicaciones que escapan del autor de esta tesis, se ha decidido realizar las pruebas finales de este trabajo sin la implementación del canalizador seleccionado. Sin embargo, se remarca que es imperativo implementarlo en un futuro cercano, debido a que uno de los objetivos principales de esta tesis es aplicar mejoras en el SETE que permitan aumentar la generación de potencia y el rendimiento global del Smart Grid, y este canalizador es un elemento que ayuda a cumplir con dicho objetivo.

CAPITULO VII: PRUEBAS FINALES.

7.1 PRUEBAS FINALES

Como se indicó en el capítulo IV de esta tesis, el protocolo de pruebas implementado (sección 4.1 “Protocolo de prueba: las pruebas preliminares”) permite, a raíz del primer ensayo, generar un contraste de los resultados obtenidos antes de la instalación de las mejoras respecto de los que se obtienen en este apartado, cuando ya se han implementado las mismas, y a través del segundo, describir las modificaciones en el comportamiento de carga automático del Smart-Grid.

En los capítulos V y VI se realizan observaciones que permiten predecir, de forma aproximada, los resultados que se van a obtener a continuación. El cambio del aerogenerador, la modificación de la estructura y la cantidad de flujo influyente en la turbina son factores fundamentales a la hora de analizar los resultados obtenidos, de acuerdo a las gráficas demostrativas.

Una vez finalizados los ensayos (en los que se realizan las comparaciones respectivas con la prueba preliminar) se procede a realizar el mismo análisis de eficiencia efectuado en el capítulo IV, con el fin de evaluar los progresos o retrocesos en ciertas cantidades físicas fundamentales que definen la capacidad del Smart Grid debido a las modificaciones implementadas, estudiando la causa-consecuencia de las mismas.

Al igual que en el capítulo IV, al estudio de capacidad y eficiencia del sistema, se agrega una variable de análisis fundamental que ayudará al usuario a identificar la posición de trabajo real del SETE en la curva de potencia aerogenerador implementado a través de las revoluciones de los álabes generadas por el flujo de viento.

En cuanto al canalizador, la decisión de realizar las pruebas finales sin considerar su instalación en la estructura se mantiene por las razones explayadas al final del capítulo anterior.

7.2 REALIZACIÓN DE PRUEBAS MEDIANTE PROTOCOLO NORMALIZADO

Como se aprecia más adelante, el protocolo de prueba normalizado se considera poco representativo a la hora de estudiar la curva de potencia del aerogenerador instalado en el SETE (debido a que considera pocas frecuencias de prueba). No obstante, resulta ser una herramienta eficiente a la hora de contrastar los resultados generales de los ensayos, dado que proporciona frecuencias de giro del motor específicas (30, 40 y 45 [Hz]) con tiempo de acción constante para cada una de ellas (5 minutos por cada frecuencia, menos la última cuyo periodo de acción es de 6 minutos), lo que permite obtener conclusiones de manera rápida con respecto al funcionamiento del sistema.

A modo de recordatorio, los parámetros a graficar mediante el protocolo son, para el primer ensayo, las velocidades del viento incidente y posterior al aerogenerador, las revoluciones por minuto de los álabes del mismo, el voltaje de trabajo, la corriente generada, la potencia aprovechada por el equipo y el porcentaje de carga de la batería (todo en función del tiempo). Mientras que en el segundo ensayo se grafica la potencia aprovechada por el panel solar fotovoltaico instalado como fuente adicional al SETE.

Una vez finalizados los ensayos, se esperan desplazamientos positivos en la mayoría de las curvas resultantes respecto de las obtenidas en la prueba realizada antes de las modificaciones, ya sea por el reposicionamiento de los elementos de medición, o cambios de equipos en la línea de generación de potencia.

7.2.1 INICIALIZACIÓN

Para iniciar la prueba es necesario cumplir con las condiciones del protocolo indicado, es decir, que se debe:

- Completar los pasos de operación manual del Smart Grid - SETE, es decir, encendido, recopilación de datos y apagado del sistema (ver Anexo D).
- Informar sobre condiciones ambientales (temperatura y presión) y horario de inicio y finalización de la prueba (Tabla 7.1).
- Adaptar el sistema para que la carga de la batería se deba exclusivamente al funcionamiento del SETE.

A continuación se presentan las condiciones ambientales junto con el horario de inicio y finalización de la pruebas, tanto antes como después de las modificaciones (desde ahora denominadas “Prueba 1” y “Prueba 2”):

Tabla 7.1 Condiciones Iniciales Pruebas 1 y 2.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Variables	Prueba 1	Prueba 2
Temperatura [°C]	15	15
Presión [mbar]	1005	1004
Inicio Prueba	13:34:02	13:34:02
Término Prueba	13:50:02	13:50:02

En la Tabla 7.1 se puede apreciar que los valores temporales para el inicio y término para ambas pruebas son iguales, esto no es al azar. Para realizar un contraste efectivo de los resultados se consideran los valores obtenidos en dicho rango de tiempo (variable independiente), para que, al momento de llevar al gráfico dichos valores en cada muestra (variables dependientes), estos puedan ser comparados de manera fácil y eficiente, con el fin de obtener respuestas claras al momento de analizar las curvas.

También se puede apreciar una similitud casi exacta en los valores de temperatura y presión al momento de realizar la Prueba 2 respecto de los obtenidos en la Prueba 1, esto tampoco es una casualidad. Con el objetivo de comparar ambos resultados las condiciones de las pruebas deben ser lo más similares posibles, por lo mismo se buscó un día en el que las condiciones ambientales de la segunda prueba fueran similares a las de la primera, a pesar de que ambas se realizaran en distintas estaciones.

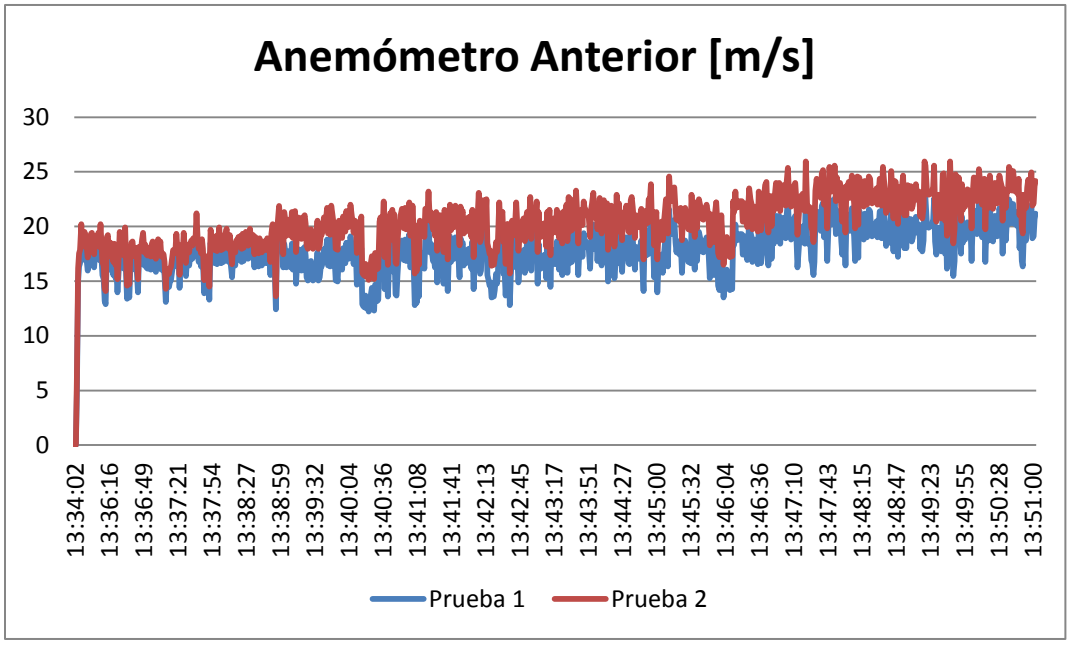
7.2.2 RESULTADOS GRÁFICOS

Una vez completada la etapa de inicialización y recopilación de datos del sistema HMI, se proceden a graficar las curvas obtenidas de la Prueba 2 en formato Excel (curvas rojas), con la particularidad de que se incluye, en cada gráfica, el comportamiento obtenido en la Prueba 1 como base comparativa (curvas azules):

7.2.2.1 PRIMER ENSAYO

7.2.2.1.1 VELOCIDAD DE ENTRADA

Figura 7.1 Variación de velocidad del viento provocada por el soplador.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



En la Figura 7.1 se puede apreciar la variación de la velocidad del viento provocado por el soplador tanto antes como después de las modificaciones enunciadas en los capítulos anteriores. Debido al reposicionamiento del anemómetro anterior al centro de acción del flujo (instrumento de medición de la velocidad del viento de entrada), la medición de dicha velocidad en cada instante de la curva se ve ligeramente desplazada en forma positiva en cada frecuencia de giro del motor implementada. Como se predijo, el desplazamiento positivo que tiene la curva roja respecto a la curva azul es esperable, no obstante, dicho desplazamiento no resulta ser de gran magnitud, puesto que el instrumento sólo se reposicionó 170,5 milímetros sobre su instalación original (lo que significa que el reposicionamiento no modifica a grandes rasgos los resultados obtenidos en la prueba 2 respecto de la prueba 1, al menos en esta variable de estudio).

Los valores promedio según las frecuencias del protocolo, para ambas pruebas se pueden visualizar en la Tabla 7.2:

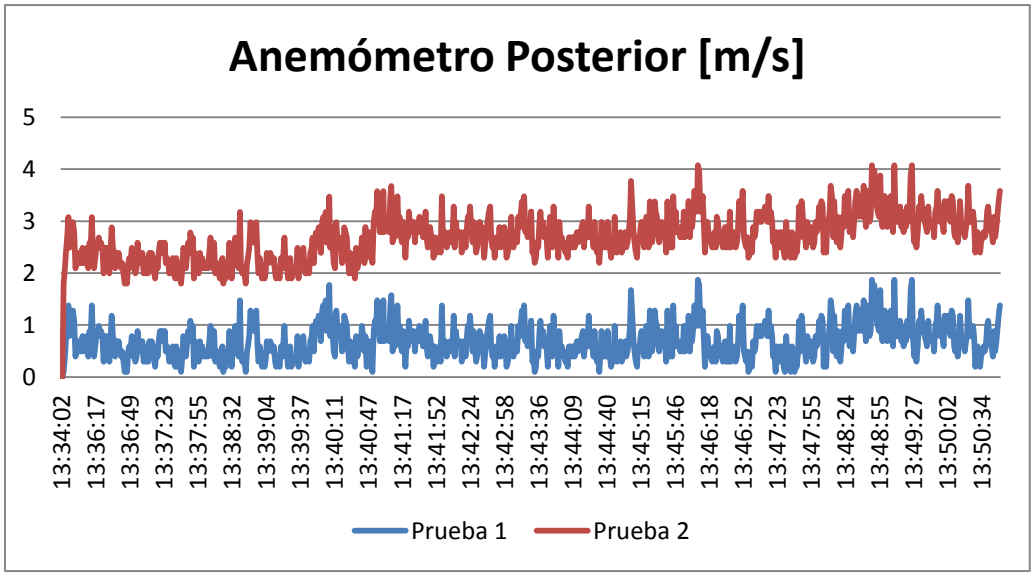
Tabla 7.2 Velocidades promedio de entrada según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Frecuencia de giro [Hz]	"V. Promedio 1" [m/s]	"V. Promedio 2" [m/s]
30	17	18,2
40	18,5	21,4
45	20	23

7.2.2.1.2 VELOCIDAD DE SALIDA

En la Figura 7.2 se puede apreciar la variación de la velocidad del viento posterior al impacto con el aerogenerador. Los datos presentados en las curvas son detectados por el anemómetro posterior al aerogenerador instalado, tanto para la prueba 1 (aerogenerador de 120 [W]) como para la prueba 2 (aerogenerador de 600 [W] y reposicionamiento del instrumento de medición al eje de acción del flujo):

Figura 7.2 Variación de velocidad del viento posterior al impacto de este con los aerogeneradores.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Al igual que en la medición de la velocidad de entrada, existe un desplazamiento positivo en la curva roja respecto de la azul. La diferencia de velocidades de salida (mayor que en el anemómetro anterior) es esperable, puesto que se modifica la posición del instrumento de medición para que este pueda detectar de manera más eficiente la velocidad del flujo de viento posterior al aerogenerador (su posición original resultaba ineficiente). Además,

debido a que el equipo instalado para la segunda prueba cuenta con 3 alabes menos que el instalado para la primera, se tiene un caudal de viento superior al momento que el flujo impacta con el anemómetro posterior, lo que arroja datos de mayor magnitud en la segunda prueba respecto de los obtenidos en la primera.

Los valores promedio según las frecuencias del protocolo, para ambas pruebas se pueden apreciar en la Tabla 7.3:

Tabla 7.3 Velocidades promedio de salida según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Frecuencia de giro [Hz]	"V. Promedio 1" [m/s]	"V. Promedio 2" [m/s]
30	0,5	2,3
40	0,7	2,6
45	1	2,7

7.2.2.1.3 VELOCIDAD DE ROTACIÓN DE LOS ÁLABES

En cuanto a la velocidad de rotación de los álabes, el sensor instalado al borde del radio de giro de las palas de ambos generadores, arroja las siguientes curvas (Figura 7.3):

Figura 7.3 Variación de RPM de los álabes de ambos aerogeneradores.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

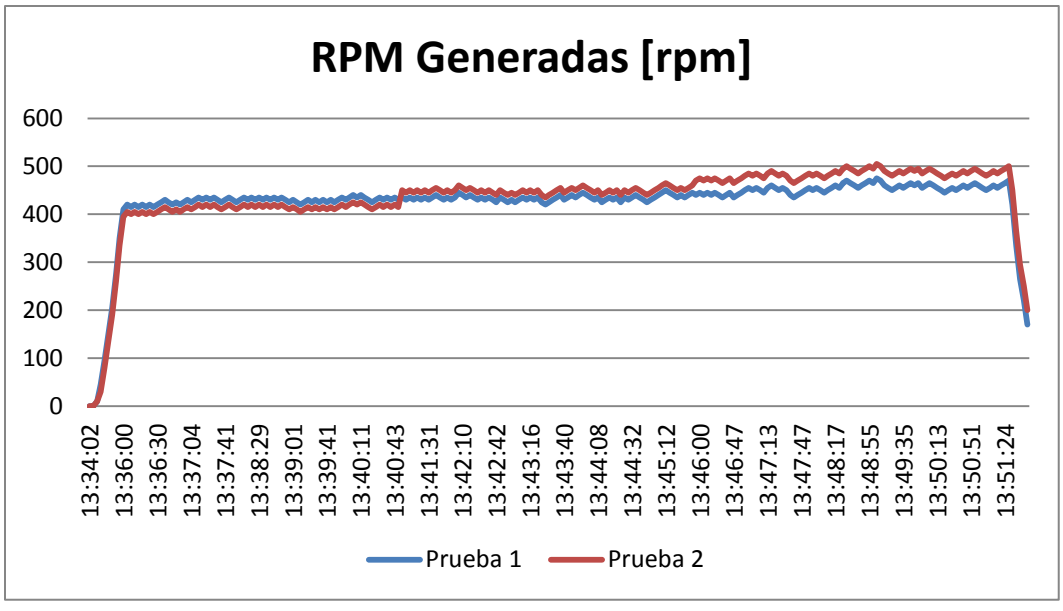


Tabla 7.4 RPM promedio de álabes de los aerogeneradores según frecuencia de giro. Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Frecuencia de giro [Hz]	"RPM Promedio 1" [rpm]	"RPM Promedio 2" [rpm]
30	425	410
40	435	450
45	450	480

En la figura anterior se puede apreciar el primer desplazamiento negativo de la curva generada en la prueba 2 respecto de la primera. Este resultado es totalmente predecible debido a que el aerogenerador de 600 [W] presenta álabes de mayores dimensiones y su área de influencia es mayor que la del aerogenerador de 120[W] anteriormente instalado.

Es importante destacar que ambas curvas se encuentran más cercanas de lo que se esperaría (valores promedio indicados en tabla 7.4); esto tiene su explicación en que la instalación inicial no permitió que el aerogenerador de 120[W] recibiera de manera central el flujo de viento generado por el sistema motor-soplador (lo que influye directamente en las revoluciones alcanzadas), mientras que en el caso del aerogenerador actual, este si recibe de forma central dicho flujo, sin embargo, el caudal de alimentación se encuentra reducido a las dimensiones del soplador, las cuales son notablemente inferiores al área de influencia del aerogenerador (como se detalló al final del capítulo anterior).

7.2.2.1.4 VOLTAJE Y CORRIENTE

Las Figuras 7.4 y 7.5 entregan las curvas resultantes de la recopilación de datos entregados por los sensores instalados en el tablero eléctrico para voltaje de utilización y magnitud de corriente generada en ambas pruebas:

Figura 7.4 Voltaje utilizado por los aerogeneradores para ambas pruebas.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

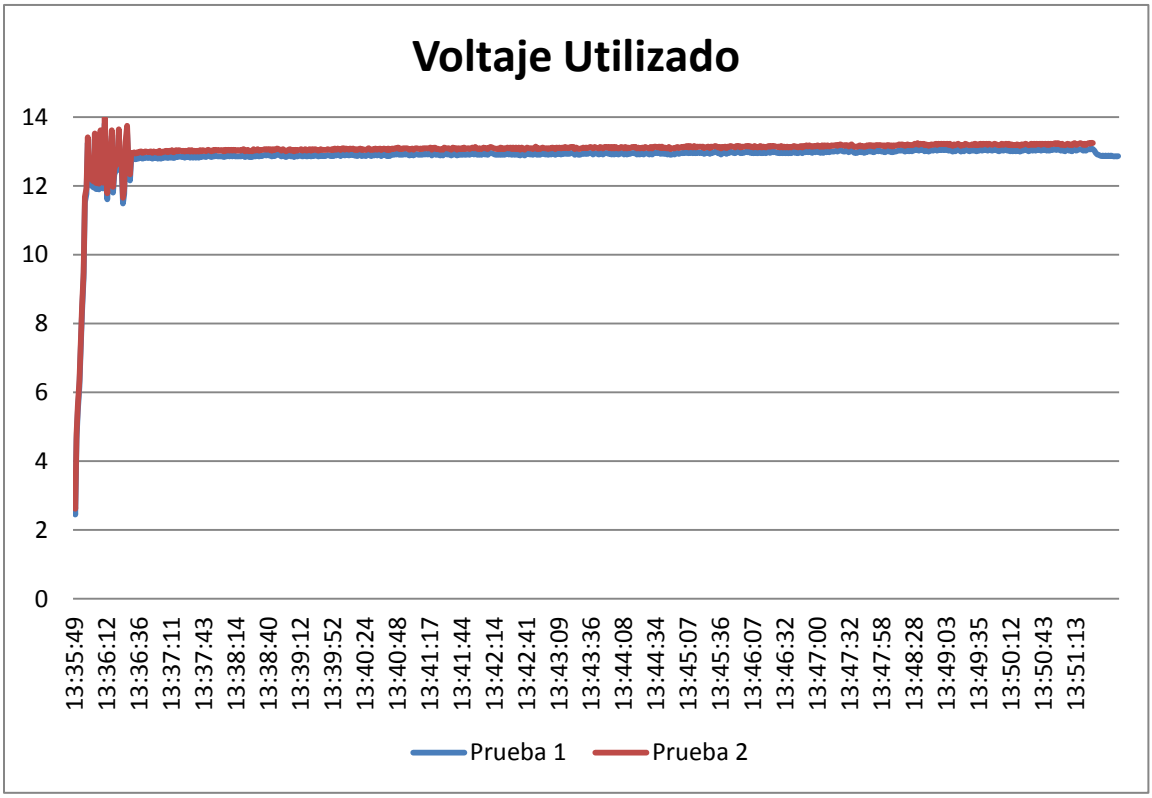
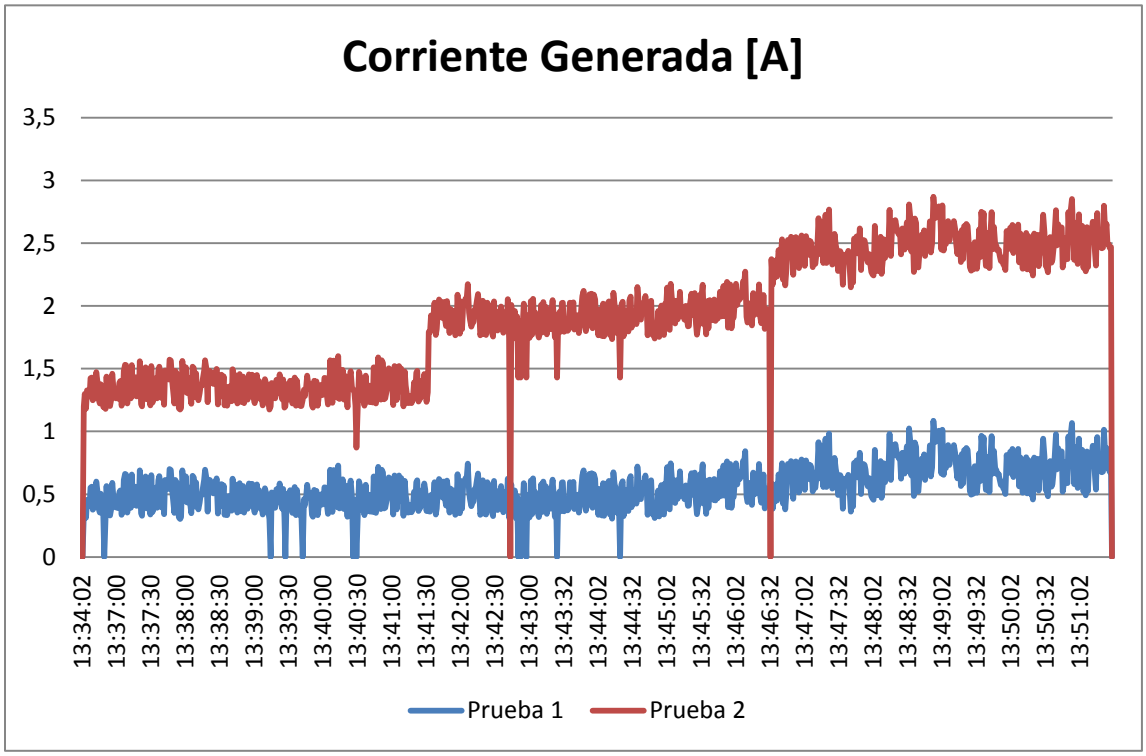


Figura 7.5 Corriente generada por los aerogeneradores para ambas pruebas.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



En cuanto al voltaje utilizado por el sistema, se puede apreciar que la curva de datos de la Prueba 2 se mantiene prácticamente constante y aproximadamente igual que la obtenida en la Prueba 1, con un ligero desplazamiento positivo respecto a esta. Dicha particularidad encuentra su explicación debido a que el banco de baterías, al cargarse de forma ideal con la tensión nominal impuesta por el aerogenerador implementado (12[V] en corriente directa), provoca que las curvas roja y azul tiendan a acercarse a dicha tensión, por lo que, al conectar un regulador de carga perteneciente al aerogenerador instalado, como es el caso de la prueba 2, se puede obtener un valor cercano al voltaje ideal de funcionamiento, al igual que el obtenido en el sistema cuando se encontraba instalado el aerogenerador de 120[W].

En la Tabla 7.5 se exponen los valores de tensión promedio utilizado para ambas pruebas:

Tabla 7.5 Voltaje promedio utilizado por los aerogeneradores según frecuencia de giro. Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Frecuencia de giro [Hz]	"Voltaje Promedio 1" [V]	"Voltaje Promedio 2" [V]
30	12,8	12,97
40	12,8	12,97
45	12,8	12,97

En el caso de la corriente, la curva de la prueba 2 sufre un desplazamiento positivo respecto de la primera, este resultado implica una mayor generación de potencia en todos los puntos de la curva 2 por sobre la 1 debido a la relación 4.1 indicada en el capítulo IV de esta tesis.

En la tabla 7.6 se pueden apreciar los valores de corriente generada promedio para ambas pruebas:

Tabla 7.6 Corriente promedio generada por los aerogeneradores según frecuencia de giro. Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

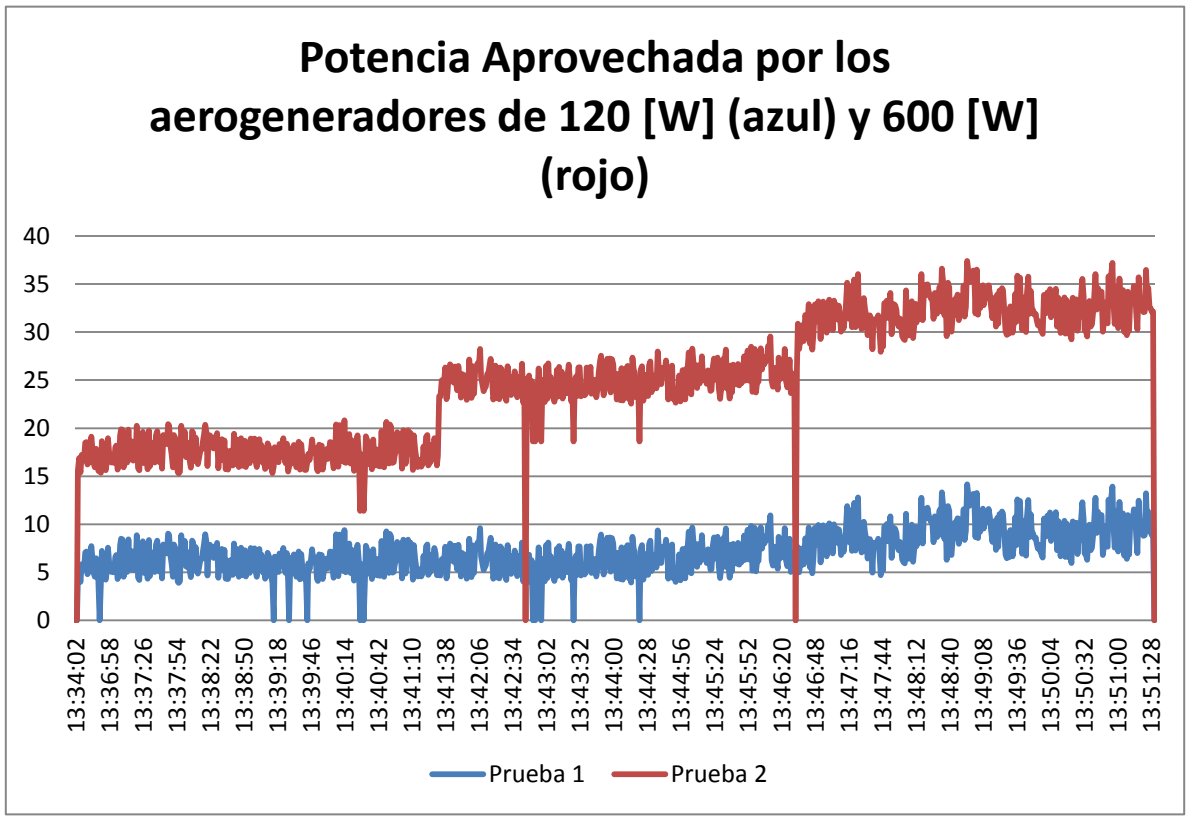
Frecuencia de giro [Hz]	"Corriente Promedio 1" [A]	"Corriente Promedio 2" [A]
30	0,531	1,49
40	0,563	1,95
45	0,617	2,35

Si bien, los valores de generación de corriente en la prueba 2 son de mayor magnitud que los obtenidos en la primera prueba, estos mismos no son lo suficientemente altos en comparación a la corriente que puede llegar a generar un aerogenerador de 600[W] (Tabla 5.1). Esto encuentra su explicación en que el sistema de generación de flujo de viento no cubre de manera eficiente el área de influencia del equipo encargado de la transformación de energía cinética de traslación del viento a energía eléctrica.

7.2.2.1.5 POTENCIA APROVECHADA POR LOS AEROGENERADORES

En la Figura 7.6 se pueden apreciar las curvas de generación de potencia para ambas pruebas:

Figura 7.6 Potencia aprovechada por los aerogeneradores para ambas pruebas.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Como en la primera, la curva de potencia de la segunda prueba posee la forma característica de su corriente generada al ser el voltaje utilizado una constante en el tiempo de ejecución. Debido a este fenómeno, también se encuentran presentes las caídas de valores en ciertos momentos del funcionamiento. La explicación de esta particularidad radica en el hecho de que estas mediciones son del tipo experimentales, y al igual que en la primera prueba, los cambios de frecuencia, las actualizaciones de datos según su variación y la necesidad del banco de baterías al consumir energía hacen que la potencia generada a partir de la corriente sostenga saltos instantáneos entre cero y su valor real.

En cuanto a los valores promedio obtenidos, en la Tabla 7.7 se puede apreciar el aumento de potencia generada en la prueba 2 respecto de la prueba 1, para cada una de las frecuencias implementadas en el protocolo:

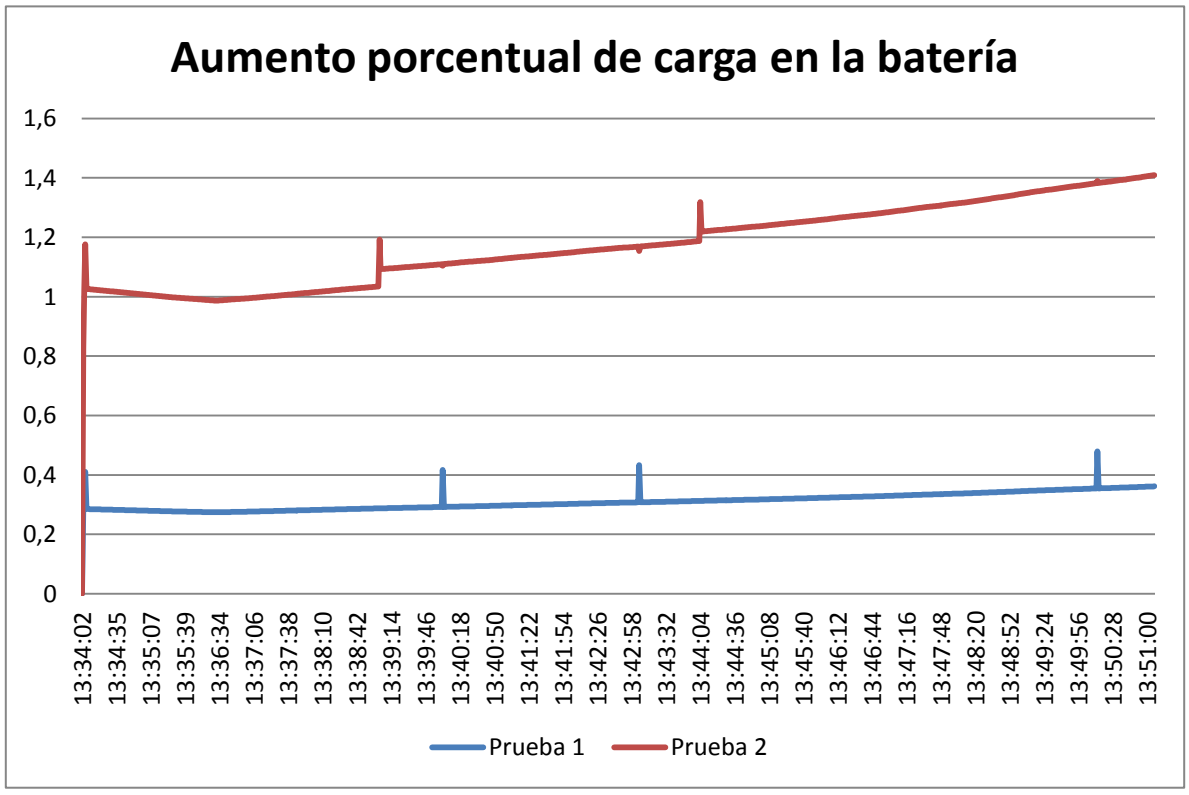
Tabla 7.7 Potencia promedio generada por los aerogeneradores según frecuencia de giro.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Frecuencia de giro [Hz]	"Potencia Promedio 1" [W]	"Potencia Promedio 2" [W]
30	6,8	19,4
40	7,2	25,3
45	7,9	30,5

7.2.2.1.6 PORCENTAJE DE BATERÍA

Para completar los resultados gráficos obtenidos, en la Figura 7.7 se exponen las curvas de aumento del porcentaje de carga en la batería para ambas pruebas:

Figura 7.7 Carga de batería en el periodo de prueba.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Debido a que en ambas pruebas el porcentaje de carga inicial de la batería fue distinto (95% al momento de ejecutar la primera prueba y 47% al momento de ejecutar la segunda), no se considera un desplazamiento positivo o negativo de la curva 2 respecto de la curva 1, sin embargo, es posible comparar ambas curvas mediante el análisis de sus pendientes. En la tabla 7.8 se pueden apreciar las tasas de aumento de carga en la batería para ambas pruebas:

Tabla 7.8 Tasa porcentual de aumento de carga en la batería por minuto para ambas pruebas.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Frecuencia de giro [Hz]	"Pendiente 1" [%/min]	"Pendiente 2" [%/min]
30	0,0044 (-0,0054)	0,016 (-0,013)
40	0,0049	0,019
45	0,0065	0,026

Observación: La tasa de crecimiento porcentual de la Frecuencia de giro de 30 Hz considera sólo la sección del gráfico en el que la batería empieza a sumar carga (posterior a su entrega al inversor híbrido). Además, a modo de completar la información, se presenta entre paréntesis el valor de caída inicial de carga antes de empezar la inclinación positiva.

En la tabla anterior se puede apreciar que la pendiente correspondiente a la segunda prueba posee una mayor inclinación positiva respecto de la primera en cada frecuencia utilizada para el ensayo (con similar caída en un principio). Esto implica que, al generar más potencia en la segunda prueba, la batería se cargará en menos tiempo que en la primera. Este resultado es completamente esperable según la teoría estudiada.

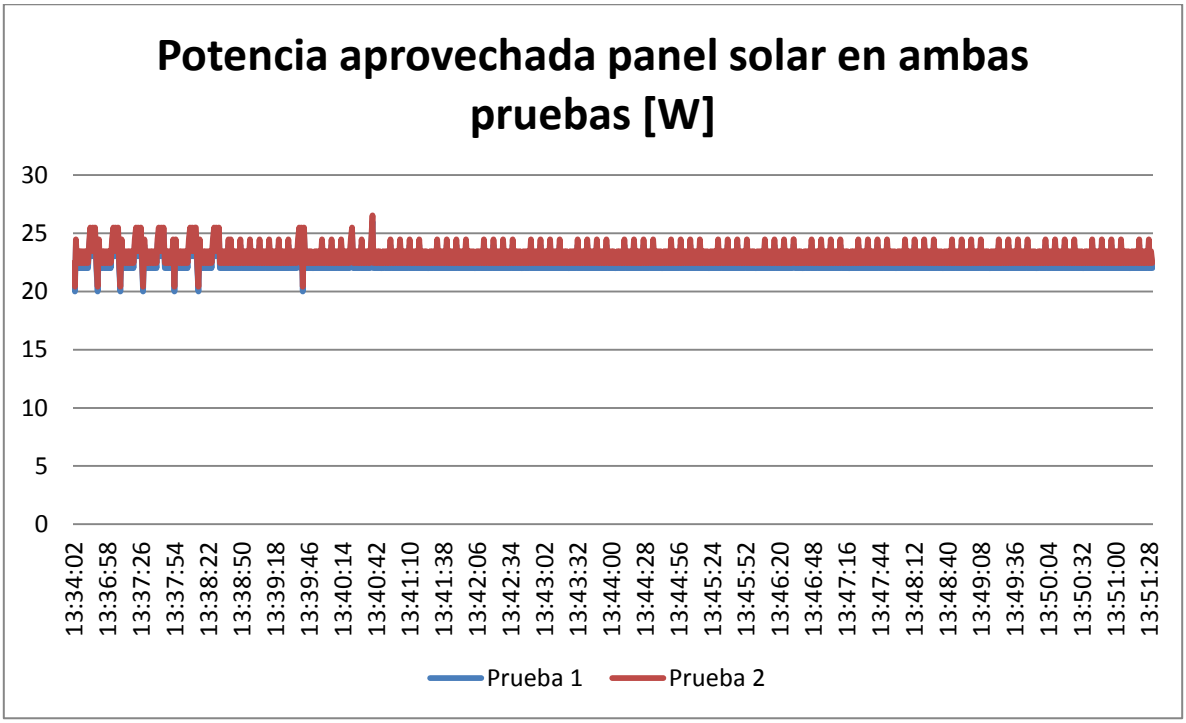
Es importante destacar, que en los primeros minutos de ambos ensayos, se observó una caída porcentual en la carga, esto se debe a que, en dichos instantes, el aerogenerador no solamente carga la batería, sino que a su vez, esta, con ayuda de sus reservas y de la potencia recibida por el SETE, se ve afectada por el consumo necesitado para la prueba en las condiciones actuales del inversor hibrido instalado, el cual genera esta pequeña pero considerable anomalía en los resultados.

7.2.2.2 SEGUNDO ENSAYO

7.2.2.2.1 POTENCIA APROVECHADA POR EL PANEL SOLAR

Una vez realizado el análisis comparativo de los parámetros arrojados por los instrumentos de medición del SETE en el primer ensayo antes de las modificaciones y después de ellas, se realiza la comparación de la curva obtenida en el segundo ensayo para la potencia aprovechada por el panel solar en la segunda prueba respecto de la primera:

Figura 7.8 Potencia aprovechada por el panel solar instalado en ambas pruebas.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



En la figura anterior, se puede apreciar un comportamiento similar entre ambas curvas (tanto así que aproximadamente se encuentran superpuestas), con un ligero aumento aproximado del 2% de los valores obtenidos en la primera prueba (de 23 [W] aprovechados en la primera prueba a 23,46[W] en la segunda). Este aumento (no sustancial) encuentra su explicación en que, para esta segunda prueba, se limpió la superficie del panel solar instalado, ya que, en la zona de instalación, se tiende a juntar polvo en la superficie del panel debido a los trabajos de construcción que se están realizando en la zona posterior de la sede José Miguel Carrera de la universidad (donde tiene lugar el laboratorio de energías renovables).

7.3 ANÁLISIS DE EFICIENCIA POST MODIFICACIONES

Finalizados ambos ensayos del protocolo y la comparación de los parámetros obtenidos de forma preliminar con la actual, es momento de evaluar la capacidad del sistema debido a las modificaciones realizadas a través de las 3 cantidades físicas enunciadas en el punto 4.1.3 del capítulo IV, y compararlas con las obtenidas en la prueba 1.

7.3.1 DETERMINACIÓN DEL C.P. MEDIANTE TEORÍA DE BETZ

Como en el análisis del sistema previo a las modificaciones, el primer parámetro a calcular para iniciar el análisis de eficiencia del sistema modificado es el límite del coeficiente de potencia ideal al que puede aspirar el SETE según los parámetros obtenidos en el segundo ensayo. Para determinar dicho valor se utiliza el mismo procedimiento de cálculo que se realizó para la primera prueba.

Para su aplicación se requiere conocer las velocidades del viento incidente y posterior al aerogenerador actualizadas según los valores obtenidos post modificaciones. En la Tabla 7.9 se resumen los valores de velocidad entregados por los anemómetros anterior y posterior a los aerogeneradores involucrados en las pruebas (120[W] en la prueba 1 y 600[W] en la prueba 2):

Tabla 7.9 Velocidades de viento incidente y posterior al aerogenerador de 120[W] y 600[W] según frecuencias de prueba.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.

Pruebas	1			2		
Frecuencia [Hz]	30	40	45	30	40	45
Anemómetro anterior [m/s]	17,0	18,5	20,0	18,2	21,4	23,0
Anemómetro posterior [m/s]	0,5	0,7	1,0	2,3	2,6	2,7

Como se explicó en el capítulo IV, la ecuación que permite determinar el coeficiente de potencia ideal alcanzable según las velocidades de viento incidente y posterior al rotor, es la ecuación (3.14) del marco teórico. Para llegar a ella se debe calcular el factor de inducción axial "a" mediante (3.8), que no es más que la disminución fraccionaria de la velocidad del viento entre la corriente libre y el plano del rotor. Para obtener "a" se debe calcular la velocidad promedio "U2" entre las velocidades del viento incidente "U1" y viento posterior "U4" al plano del rotor mediante la ecuación (3.7). Realizando los cálculos para cada frecuencia del ensayo realizado en la prueba 2, se obtienen los siguientes rendimientos (Tabla 7.10):

Tabla 7.10 Comparación del coeficiente de potencia ideal (rendimiento) según "a" obtenido según valores de velocidad entre las pruebas 1 y 2.
Fuente: Ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.14) del Capítulo III Marco teórico.

Pruebas	1			2		
Frecuencia [Hz]	30	40	45	30	40	45
U2 [m/s]	8,75	9,6	10,5	10,25	12	12,85
a [-]	0,485	0,481	0,475	0,437	0,439	0,441
C.P ideal [-]	0,514	0,518	0,524	0,554	0,552	0,551
Rend. Ideal	51,45%	51,82%	52,37%	55,42%	55,25%	55,10%

Como se puede apreciar, existe un aumento en los C.P. y rendimientos ideales obtenidos para todas las frecuencias de la prueba 2 con respecto de la prueba 1. Sin embargo, el comportamiento decreciente de los C.P obtenidos en la prueba 2, a medida que se aumenta la velocidad de viento incidente, y su comportamiento más cercano al límite de Betz que los valores obtenidos en la prueba preliminar, demuestran que el sistema modificado ha mejorado sus métodos de instalación en comparación a los previos a las modificaciones, esto confirma que los resultados de potencia aprovechada por el aerogenerador en la prueba 2 sean superiores que los de la prueba 1, para las mismas frecuencias, y que aún en términos ideales, el rendimiento obtenido empiece a decaer a medida que se avanza en la curva de potencia.

Además, se puede confirmar que existe una alta probabilidad que, de instalarse el aerogenerador de 120 [W] en las condiciones modificadas de instrumentación, sus resultados de potencia generada y coeficiente de potencia ideal también aumentarían en forma significativa, y su comportamiento del rendimiento también respetaría la forma decreciente según su región de trabajo.

En forma preliminar, debido a que los elementos de medición de velocidad incidente y posterior al aerogenerador se encuentran bien instalados actualmente, se puede anticipar que el sistema motor soplador en las condiciones mejoradas no es capaz de proporcionar energía de viento en forma cinética suficiente para provocar que el aerogenerador instalado opere a máxima capacidad, por lo que el sistema no será capaz de generar una curva de potencia de forma experimental completa.

7.3.2 DETERMINACIÓN DEL C.P. MEDIANTE RESULTADOS EXPERIMENTALES Y TEÓRICOS

Determinar el C.P. según los resultados experimentales de potencia aprovechada por el aerogenerador en la prueba 2 considerando como la potencia incidente la proporcionada por el soplador, y describir la curva de eficiencia generada a partir de la curva de potencia del catálogo, permitirán contrastar los resultados obtenidos de estas cantidades con lo predicho en el párrafo anterior, y además, se convierten en buenos parámetros de comparación de acuerdo a lo obtenido en la primera prueba.

Siguiendo lo realizado en el capítulo IV, en la la Tabla 7.7 se puede saber cuánta potencia real es aprovechada por el aerogenerador en las condiciones de instalación antes y después de realizar las modificaciones en el SETE. Para el cálculo de la potencia del viento incidente teórica estimada para cada frecuencia del ensayo, se utiliza la ecuación 4.2 descrita en el capítulo IV.

Considerando una temperatura de 15°C para ambas pruebas, no existe modificación de la densidad, y tomando en cuenta el área de salida del flujo del soplador como el área de viento incidente, los resultados obtenidos para las pruebas antes y después de las modificaciones se presentan en la Tabla 7.11:

Tabla 7.11 Cálculo de la potencia incidente mediante la ecuación 4.2 para cada frecuencia en las pruebas 1 y 2.
Fuente: Ecuación (4.2) del Capítulo IV Metodología de pruebas.

Pruebas	1			2		
Frecuencia [Hz]	30	40	45	30	40	45
Densidad [kg/m3]	1,225			1,225		
A. Influencia [m2]	0,161			0,161		
V. Incidente [m/s]	17	18,5	20	18,2	21,4	23
P. incidente [W]	485,6	625,8	790,7	595,8	968,6	1202,5

Al igual que en la prueba 1, se realiza el supuesto de que todo el flujo entregado por el sistema motor-soplador se mantiene recto y a la velocidad de viento incidente constante para llegar al aerogenerador.

Tomando en cuenta los valores obtenidos de potencia incidente en la prueba 2, en la Tabla 7.12 se presentan los valores de C.P. y rendimiento para cada frecuencia de ensayo mediante el cociente entre de la potencia aprovechada en los mismos y la potencia incidente para ambas pruebas:

Tabla 7.12 Calculo del coeficiente de potencia (rendimiento) en cada frecuencia de ensayo según potencia generada para ambas pruebas.
Fuente: Ecuación (3.26) del Capítulo III Marco teórico.

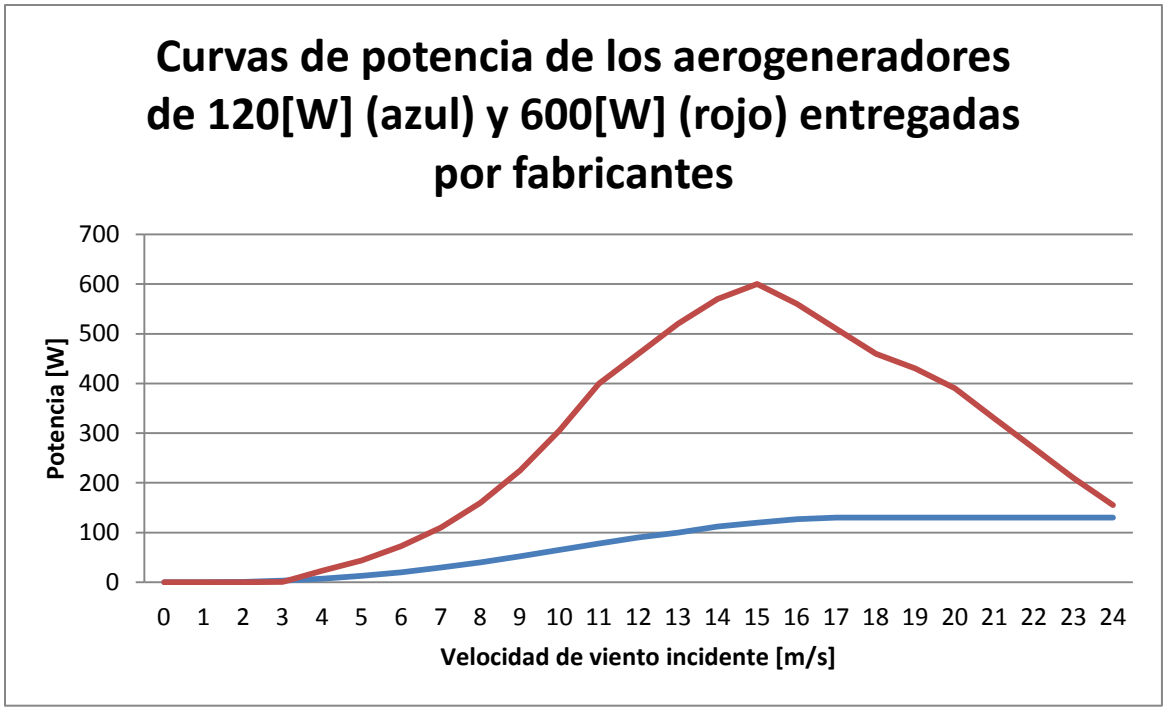
Pruebas	1			2		
Frecuencia [Hz]	30	40	45	30	40	45
P. Aprovechada [W]	6,8	7,2	7,9	19,4	25,3	30,5
P. incidente [W]	485,6	625,8	790,7	595,8	968,6	1202,5
C.P. real [-]	0,0140	0,0115	0,0100	0,0326	0,0261	0,0254
Rend. Real	1,40%	1,15%	1,00%	3,26%	2,61%	2,54%

El rendimiento en la prueba 2 respecto del obtenido en la prueba 1 refleja un aumento porcentual considerable a pesar del "incremento" de la potencia incidente estimado a través de la nueva medición de la velocidad del viento de entrada al aerogenerador.

A raíz de los resultados expuestos en la tabla anterior, se puede deducir que, al igual que en los resultados obtenidos para la prueba 1, en la prueba 2 el rendimiento va decayendo conforme aumenta la frecuencia de giro del sistema motor soplador. Para comprobar estos resultados, al igual que para la prueba preliminar, se realiza la construcción de la curva de eficiencia ideal del aerogenerador de 600[W] y se compara con la de 120[W]:

En la Figura 7.9 se pueden apreciar las curvas de potencia de ambos aerogeneradores:

Figura 7.9 Curvas de potencia teóricas en función de la velocidad del viento
Fuente: https://www.opitra.cl/aerogenerador/255-generador-eolico-120w-12v.html y Shenzhen SUN SHARE Green Energy co.,ltd

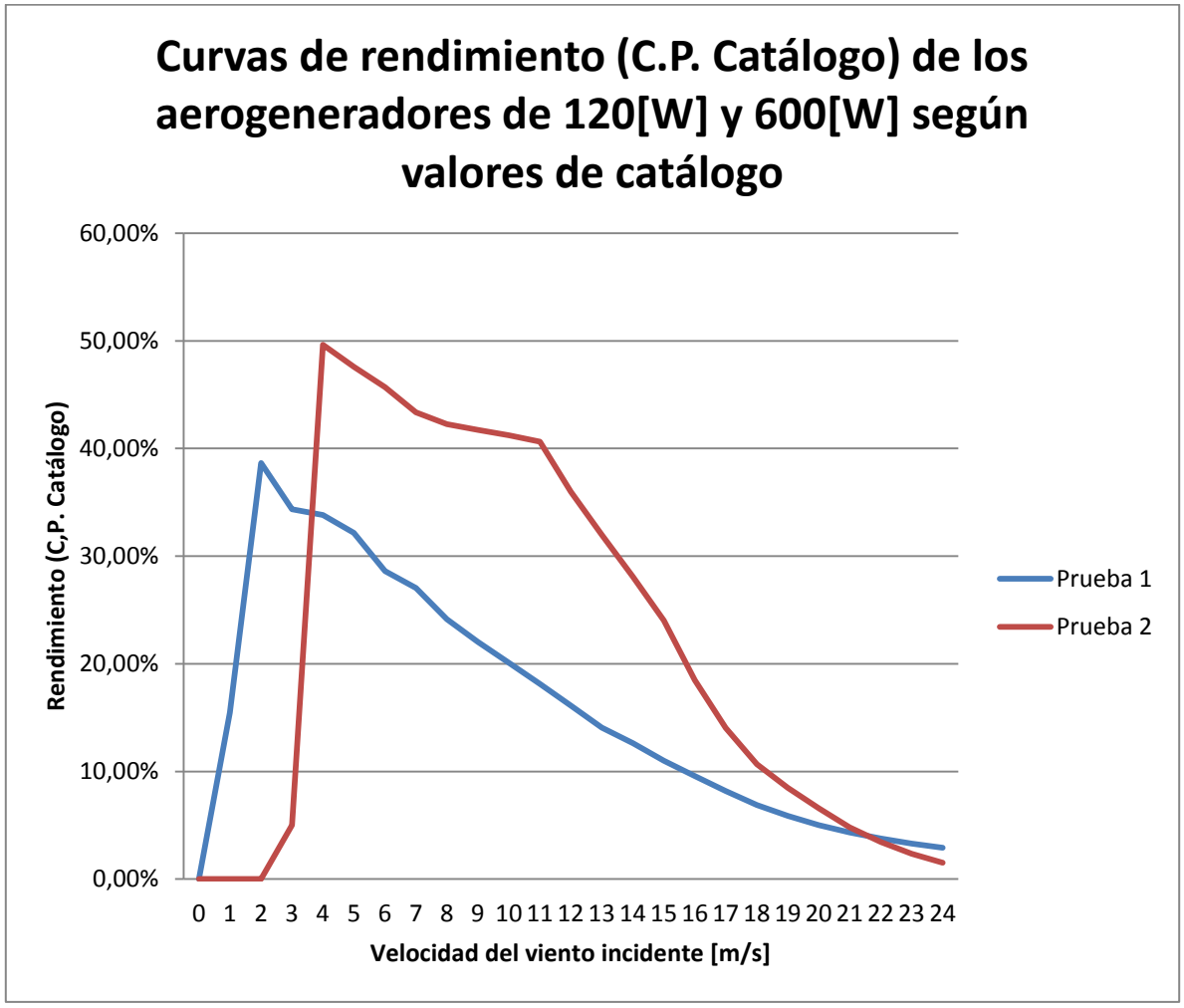


Si se realiza el cálculo de la potencia del viento incidente para cada velocidad indicada en esta curvas, pero esta vez, para la curva del aerogenerador instalado recientemente, considerando el área de influencia del rotor de 600[W] como el área a introducir en la ecuación 4.2 (igual a 1,208 metros cuadrados), se puede obtener una aproximación de la curva de eficiencia ideal del sistema modificado y su comparación con la curva obtenida en el capítulo IV (Tabla 7.13 y Figura 7.10):

Tabla 7.13 Calculo del coeficiente de potencia (rendimiento) según curva de potencia del AG-600[W] proveniente del catálogo.
Fuente: Ecuación (3.26) del Capítulo III Marco teórico.

V. Catálogo [m/s]	P. Catálogo [W]	P. incidente máxima [W]	C.P. catálogo [-]	Rendimiento catálogo [%]
0	0	0	0	0%
1	0	0,74	0,00	0%
2	0	5,92	0,00	0%
3	1	19,97	0,05	5%
4	23,5	47,34	0,50	49,64%
5	44	92,46	0,48	47,59%
6	73	159,77	0,46	45,69%
7	110	253,71	0,43	43,36%
8	160	378,71	0,42	42,25%
9	225	539,22	0,42	41,73%
10	305	739,67	0,41	41,23%
11	400	984,50	0,41	40,63%
12	460	1278,15	0,36	35,99%
13	520	1625,06	0,32	32,00%
14	570	2029,66	0,28	28,08%
15	600	2496,39	0,24	24,03%
16	560	3029,70	0,18	18,48%
17	510	3634,01	0,14	14,03%
18	460	4313,77	0,11	10,66%
19	430	5073,41	0,08	8,48%
20	390	5917,38	0,07	6,59%
21	330	6850,11	0,05	4,82%
22	270	7876,03	0,03	3,43%
23	210	8999,59	0,02	2,33%
24	155	10225,23	0,02	1,516%

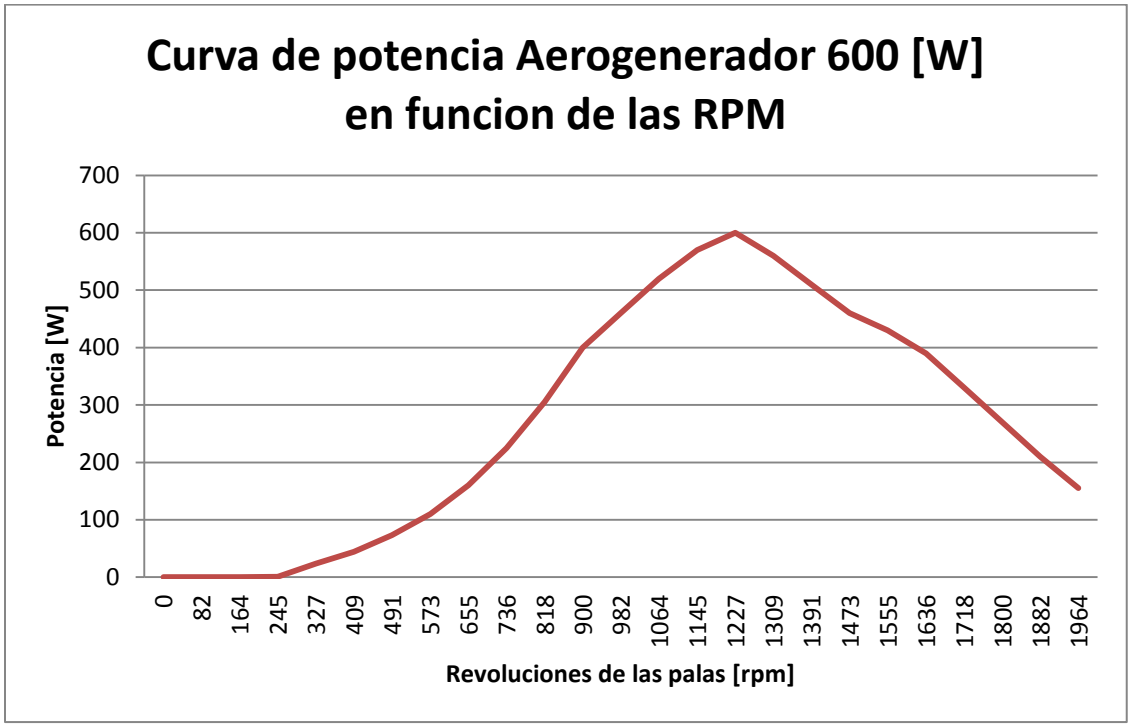
Figura 7.10 Curvas de rendimiento de ambos aerogeneradores por valores de catálogo.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Como en la prueba 1, la curva generada según los valores de catálogo entregados en la prueba 2 entrega bastante información, ya que confirma, en primera instancia, que el comportamiento del aerogenerador en las frecuencias de trabajo definidas por protocolo se encuentran en las últimas regiones de eficiencia según sus resultados demostrados en la Tabla 7.12 (teóricamente entre 18 y 23 [m/s]). De igual forma, se confirma que, para velocidades de trabajo comprendidas entre 4 [m/s] y 22 [m/s] el rendimiento del aeorgenerador de 600[W] resulta ser superior al de 120[W], justificando su instalación no sólo en términos de generación de potencia, sino que también debido a su mayor rendimiento.

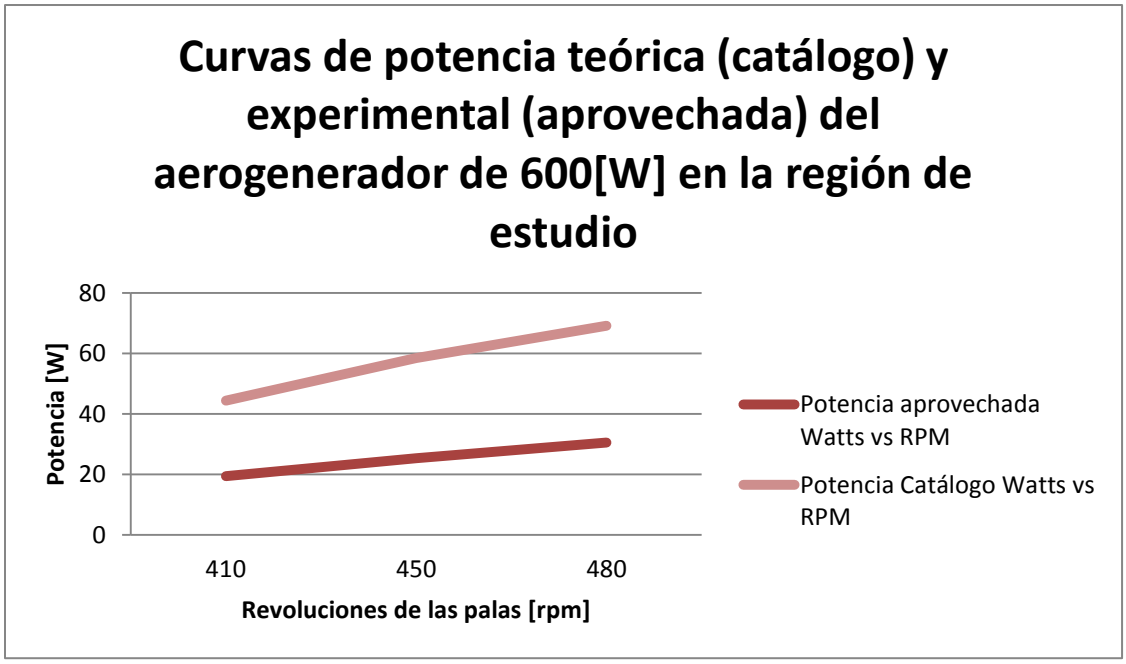
El párrafo anterior obtiene conclusiones que es necesario revisar, ya que, en las mismas, se considera que el aerogenerador instalado recibe toda la potencia incidente de forma uniforme y ordenada a la velocidad informada por el anemómetro anterior. En términos prácticos, se sabe que esto no ocurre tal cual se supuso, por lo tanto, como se realizó en el capítulo IV, para averiguar la posición real de trabajo del aerogenerador de 600[W], se debe estudiar la curva de potencia en función de las revoluciones por minuto en lugar de la velocidad del viento incidente, por los motivos antes mencionados (Figura 7.11).

Figura 7.11 Curva de potencia teórica en función de las RPM de los álabes para AG-600W
Fuente: Shenzhen SUN SHARE Green Energy co.,ltd



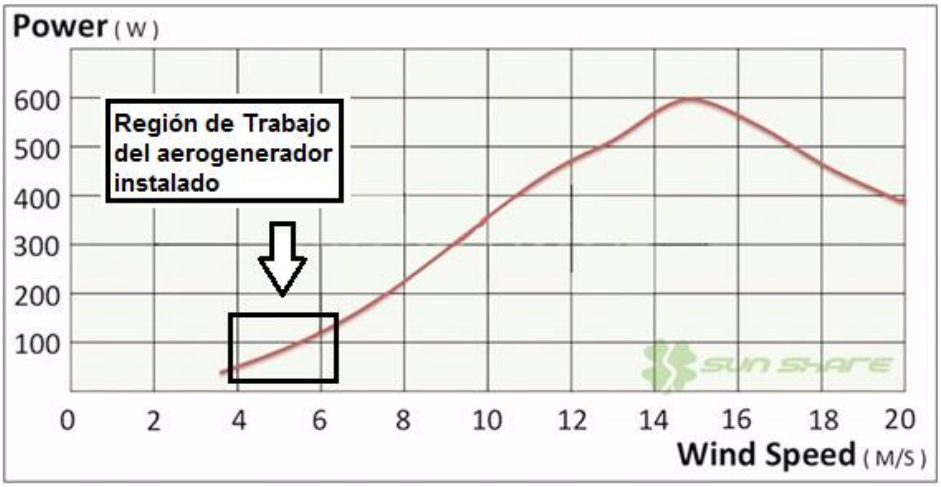
En la Figura 7.11 se puede apreciar la curva de potencia en función de las RPM de los álabes del aerogenerador de 600[W]. Si se observa la Tabla 7.4 se puede apreciar que las revoluciones por minuto obtenidas para la prueba 2 se encuentran entre 410 y 480 RPM, por lo que la zona real de trabajo en la curva de potencia del aerogenerador se encuentra en realidad en la región creciente de la curva de potencia (Figura 7.12), y no en la posterior como se predijo anteriormente tomando la velocidad de viento incidente como parámetro de ubicación espacial en las curvas.

Figura 7.12 Curvas de potencia teórica y experimental del aerogenerador de 600[W] en función de las RPM de los álabes de la región efectiva de estudio.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Lo anterior implica que, como en el aerogenerador de 120[W], a través de la corrección del parámetro independiente que describe la gráfica, se puede justificar que el comportamiento de la curva experimental resulte ser similar al que indica la teoría en la real región de estudio, y que el equipo se encuentra operando en condiciones de viento efectivas que van entre 5 y 6 metros por segundo (como se muestra en la Figura 7.13), muy lejos de lo que se intuye en un inicio por los resultados entregados por el anemómetro anterior.

Figura 7.13 Región de trabajo del equipo instalado en la curva de potencia teórica.
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Al igual que para la primera prueba, considerando la región real de trabajo y las velocidades efectivas de viento incidente, es posible realizar el cálculo de eficiencia real del equipo instalado, y a través del mismo, extrapolar los resultados a la eficiencia de la instalación general del SETE (Tabla 7.14):

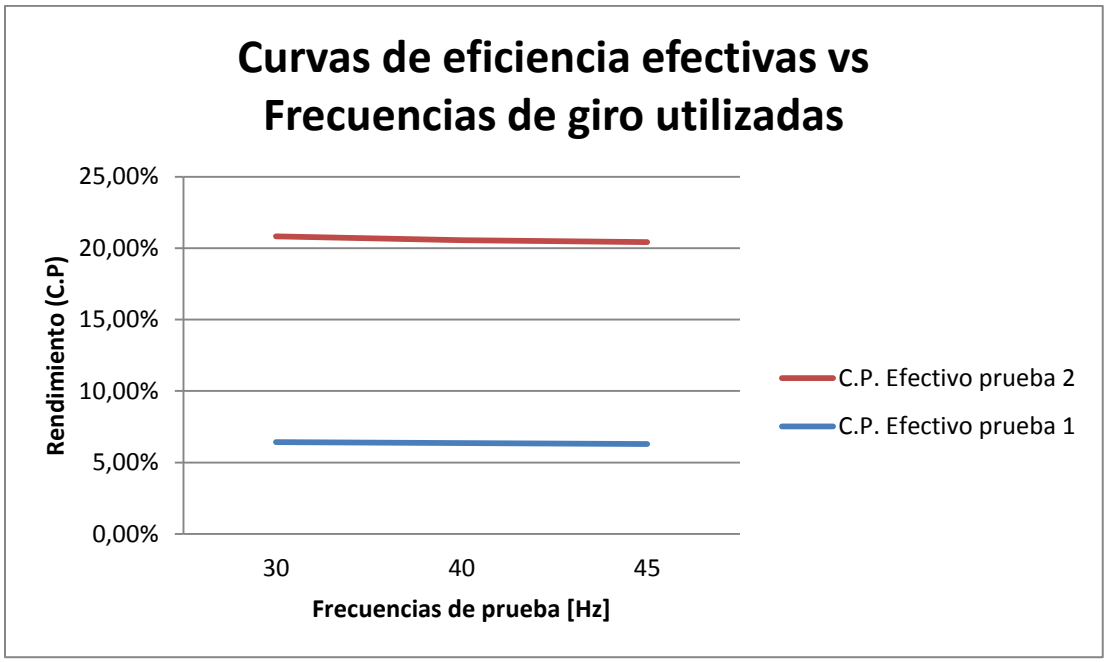
Tabla 7.14 Coeficiente de potencia (eficiencia promedio) según frecuencia de giro implementada para las pruebas 1 y 2.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.

Pruebas	1			2		
Frecuencia [Hz]	30	40	45	30	40	45
Densidad [kg/m3]	1,225			1,225		
Área [m2]	0,528			1,208		
RPM álabes [rpm]	425	435	450	410	450	480
V. incidente efectiva [m/s]	6,89	7,05	7,30	5,01	5,50	5,87
P. Incidente efectiva [W]	105,67	113,30	125,58	93,14	123,06	149,29
P. Aprovechada [W]	6,8	7,2	7,9	19,4	25,3	30,5
C.P. real [-]	0,0644	0,0635	0,0629	0,2083	0,2056	0,2043
Rend. Real	6,44%	6,35%	6,29%	20,83%	20,56%	20,43%
Rend. Catálogo	27,32%	26,91%	26,24%	47,62%	47,54%	46,29%

Al igual que en la prueba 1, los cálculos realizados para el primer ensayo de la prueba 2 muestran un decaimiento en el rendimiento (C.P.) a medida que se aumenta la velocidad de giro de los álabes. Estos resultados son correctos debido a que la curva de eficiencia de ambos aerogeneradores comienza su decaimiento después de los 2 [m/s] en la prueba 1, y en los 4 [m/s] en la prueba 2.

En la Figura 7.14 se realiza una comparación de las curvas de eficiencia efectivas (C.P) obtenidas para ambas pruebas en función de las frecuencias utilizadas para ambos ensayos, utilizando las RPM generadas como base de cálculo:

Figura 7.14 Curvas de eficiencia efectivas en función de las frecuencias utilizadas para ambos ensayos (según base de cálculo generada a través de las RPM obtenidas).
Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Al apreciar la gráfica se demuestra que el reposicionamiento de los instrumentos fundamentales para la línea de generación de potencia influyen positivamente en los resultados obtenidos, no solo en la generación de potencia (como se aprecia en la Figura 7.6), sino que también en la curva de rendimiento del sistema mejorado. No obstante, al ver que el máximo coeficiente de potencia experimental es notablemente inferior al máximo posible (59% según la teoría de Betz); y además, en menor medida, inferior al indicado para los aerogeneradores HAWT de 3 palas (45% a 50% según la Figura 3.17 del marco teórico de esta tesis y las gráficas obtenidas en la Figura 7.10), se puede inferir que el aerogenerador aún no puede desarrollar todo su potencial, es decir, no se puede describir

completamente el comportamiento general de la coeficiente de potencia experimental en las condiciones parcialmente mejoradas del SETE, debido a que el viento incidente proporcionado por el sistema motor-soplador actualmente instalado se encuentra limitado por el tamaño y capacidad de los equipos encargados de la generación de flujo de viento, por lo que se justifica el hecho de no haber implementado el canalizador diseñado en el capítulo V de esta tesis, por las razones explicadas al final del mismo apartado.

En cuanto a los porcentajes de aprovechamiento de potencia obtenidos para la prueba 2 respecto de la curva de potencia de catálogo de 600[W], aumentaron del 24% obtenido en la primera prueba, al 44% en la segunda, por lo que, desde el punto de vista de la potencia aprovechada, las mejoras implementadas han sido capaces de cumplir en dicho aspecto, al aumentar dicho porcentaje.

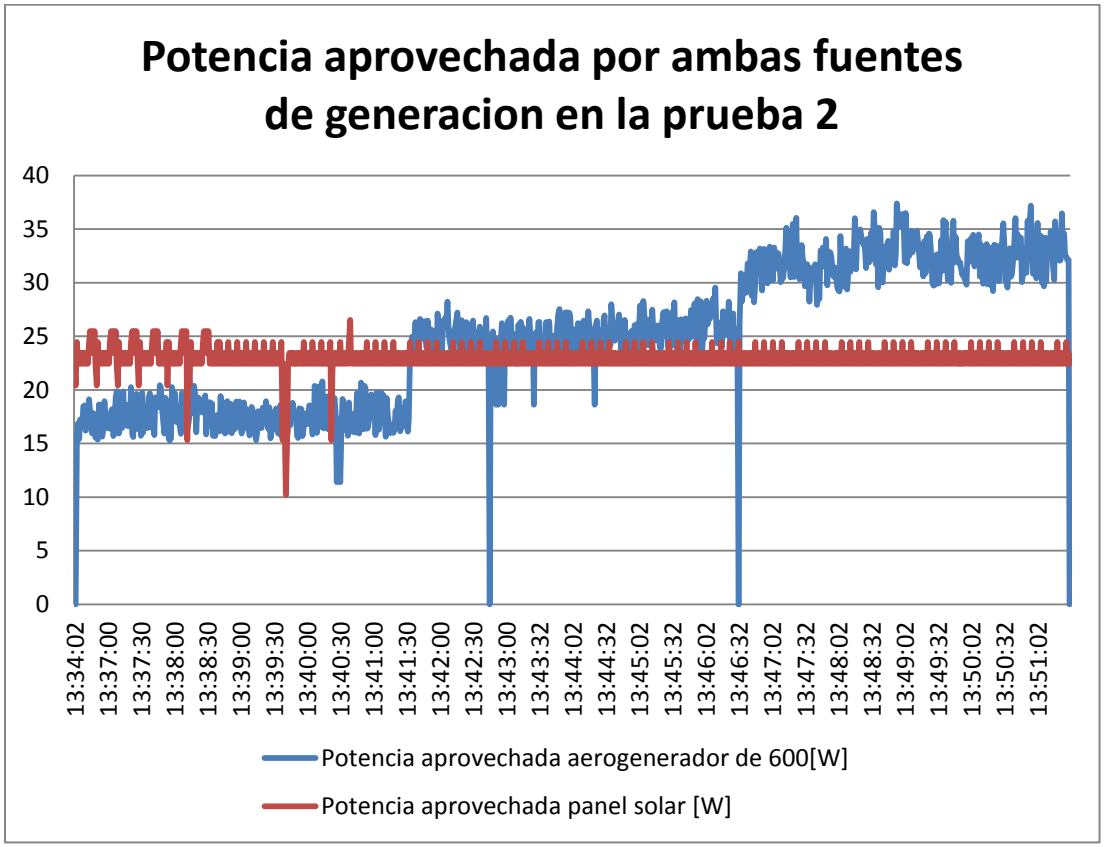
Además, volviendo a las curvas de rendimiento, una explicación válida que justifica el hecho de que las eficiencias del sistema obtenidas para la prueba 2 sean menores que las de catálogo, es que el sistema, a las frecuencias de giro del sistema generador de flujo de viento implementado, presenta vibraciones en su estructura que generan posibles interferencias en el ángulo de ataque y el ángulo pitch de los álabes, además de que los cálculos efectuados para la obtención del rendimiento en la Tabla 7.14 fueron respecto a la potencia incidente generada a través del área del aerogenerador de 120 y 600[W] respectivamente.

7.3.3 METODO DE CARGA DEL SMART GRID EN CONDICIONES ACTUALES

Una vez estudiados los parámetros de eficiencia del SETE, para finalizar el análisis de eficiencia, se estudia el nuevo comportamiento que tiene el Smart Grid cuando opera de modo automático. Como se estudió en el capítulo II de esta tesis, el sistema, en modo automático, cargará en ciertos periodos determinados la batería con la fuente de energía que posea mayor o menor capacidad de generación de potencia, según el porcentaje de carga disponible.

Si se observa la Figura 7.15, se puede apreciar que el SETE, a diferencia de los resultados obtenidos en la primera prueba, en esta segunda si logra superar la capacidad de carga del aerogenerador, cuando la turbina recibe una velocidad de viento efectiva cercana a los 6 [m/s]:

Figura 7.15 Potencias aprovechadas por ambas fuentes de energía en el periodo de prueba. Fuente: Laboratorio de energías renovables, UTFSM sede JMC.



Este resultado es fundamental de acuerdo a los objetivos de esta tesis, debido a que el sistema Smart grid, cuando opere en modo automático, tendrá la capacidad de elegir con cual fuente de energía decide cargar el banco de baterías, debido a que el SETE adquiere el hándicap de entregar más potencia al sistema respecto de su funcionamiento previo a las modificaciones realizadas en este trabajo.

En el siguiente capítulo se concluirá el trabajo realizado, proponiendo trabajos futuros en el sistema y distintos ensayos que se pueden realizar en el mismo a modo de aprendizaje sobre tecnologías utilizadas en sistemas Smart-Grid para los estudiantes de la universidad.

CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y REFERENCIAS.

8.1 CONCLUSIONES

En este trabajo, se han implementado modificaciones fundamentales en la sección del SETE perteneciente al Smart Grid instalado en el laboratorio de energías renovables de la Universidad Técnica Federico Santa María con el objetivo principal de generar mayor cantidad de potencia a través del mismo. En específico, se realizaron modificaciones en:

- Sistema de aprovechamiento de energía eólica (Aerogenerador)
- Estructura general.
- Instrumentación y programas.

Además de generar un protocolo de pruebas comparativo que permitió apreciar en forma numérica los resultados de las mejoras implementadas.

En cuanto a trabajos adicionales, se presentan, en formato de Anexos, los siguientes instructivos:

- Simulación en ANSYS FLUENT para análisis de canalizadores.
- Operación manual del Smart Grid – SETE (encendido, recopilación de resultados y apagado).

Cumpliendo de esta manera con los objetivos principales y específicos de esta tesis.

Adicionalmente, se presentó una fuerte base teórica en el capítulo III. El motivo de la realización de un marco teórico que abarque todos los cálculos realizados en los capítulos IV, V, VI y VII radica en el interés del autor de este trabajo, que la tesis presentada se utilice como base de conocimiento de los sistemas de micro redes de cogeneración y sus métodos de diseño, tanto de pruebas como de estructuras, y así seguir mejorando de forma continua el sistema implementado a través de futuros memoristas.

En cuanto a los resultados obtenidos post modificaciones, se puede concluir que el sistema mejoró su capacidad de eficiencia en la sección del Smart Grid que se trabajó, sin embargo, la capacidad de generación de potencia puede incrementarse, y las mediciones mediante la instrumentación actual pueden ser de mayor precisión, por lo que se presentan las siguientes propuestas de trabajos futuros alrededor de las 2 fuentes de generación de energía que conforman la micro red.

8.2 PROPUESTAS PARA EL FUTURO

Antes de agregar cualquier otra energía renovable no convencional a la red híbrida instalada, se debe asegurar que tanto el sistema de paneles solares y el sistema de ensayos de turbinas eólicas sigan mejorando de forma continua hasta alcanzar parámetros óptimos de funcionamiento.

8.2.1 RESPECTO AL SETE

8.2.1.1 MODIFICACIÓN DEL SISTEMA MOTOR-SOPLADOR

En primer lugar, una de las mejoras inmediatas a implementar, es la modificación del sistema motor-soplador, debido a que el actual no es capaz de entregar energía cinética en forma de viento suficiente para alimentar de manera óptima el aerogenerador instalado.

Para realizar esta tarea se recomienda cotizar sistemas motores sopladores como el indicado a continuación:

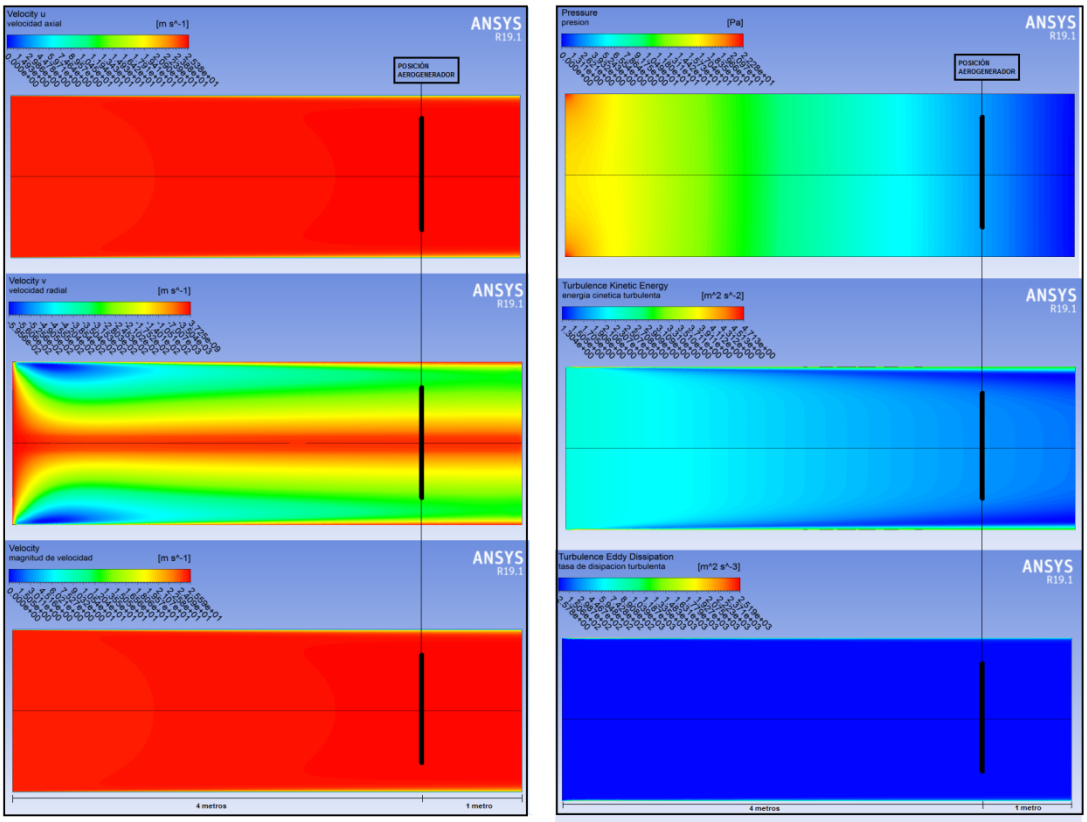
Figura 8.1 Ventilador centrífugo 18”–48” de diámetro con motor 2 – 25[HP] Tipo 2.
Fuente: http://industriasfrigidaire.com/ventiladores-centrifugos/



Considerando, como factores de modificación, el cambio de variador de frecuencia (y por ende de la programación de la central madre) debido a la mayor capacidad de potencia del motor.

El objetivo es generar suficiente flujo para que un canalizador de sección cuadrada de 2,56 metros cuadrados (Figura 8.2, detalle de gráficas en Anexo E: Gráficas demostrativas canalizadores propuestos) pueda generar suficiente energía cinética (velocidad máxima de viento incidente 25[m/s]) para realizar de forma completa, la curva de potencia experimental del aerogenerador de 600[W] disminuyendo las probabilidades de que se presenten vibraciones en la estructura por la distribución uniforme del aire en el ducto.

Figura 8.2 Parámetros de velocidad (axial, radial, magnitud), presión y energía (cinética y tasa de disipación) del canalizador recomendado a instalar post modificación del sistema motor-soplador.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



Si bien la recomendación ideal es rediseñar el sistema artificial de generación de viento para el SETE, es de conocimiento del autor de esta tesis que el costo de implementación de dichas modificaciones globales requeridas para efectuar esta tarea ascienden a valores inalcanzables en el corto plazo, por lo tanto, como medida de mitigación parcial del problema de canalización por resolver, se recomienda implementar la variante de la mejor opción de canalización con el sistema motor-soplador actual detallada en la Sección 6.4 “Fabricación e Instalación del canalizador de flujo” del capítulo VI de este trabajo.

8.2.1.2 AJUSTE DE TABLEROS Y ACOPLAMIENTO EN ENREJADO

Otra recomendación es realizar el ajuste de los tableros a la sección lateral del enrejado próxima a la central madre. Actualmente los tableros se encuentran instalados en la base de la estructura soportante del aerogenerador, junto con la batería, inversor híbrido y banco de cargas. Por lo tanto, para generar un ordenamiento de la estructura y facilitar el manejo del sistema, se recomienda instalar los tableros eléctricos a una altura a la cual sea fácil llegar para cualquier usuario operador del sistema.

Lo anterior implica desconectar y conectar todos los elementos relacionados con la programación e instrumentación y sensores, por lo que dicha tarea es recomendada como tema de tesis para un ingeniero civil electrónico.

8.2.1.3 INSTALACIÓN DE SENSORES CAPTADORES DE VELOCIDAD EN ENREJADO ANTERIOR Y POSTERIOR

Una vez implementadas las mejoras anteriores, se recomienda implementar sensores en cada nodo perteneciente al enrejado protector del aerogenerador cubierto por el flujo, e instalar el enrejado anteriormente removido de la superficie superior de la estructura, en la zona posterior para simular mallas de datos y de esta manera obtener mayor precisión en cuanto al comportamiento de la velocidad incidente y posterior al aerogenerador se refiera.

8.2.1.4 IMPLEMENTACIÓN DE MÁS FRECUENCIAS DE PRUEBA

Adicionalmente, al protocolo de pruebas implementado para estudiar el comportamiento de los parámetros fundamentales de medición en un sistema de ensayos de turbinas eólicas, se recomienda utilizar más frecuencias de prueba que las implementadas, para ir describiendo de forma más precisa las curvas generadas, y permitir la utilización de relaciones fundamentales en el estudio de eficiencia de aerogeneradores, como por ejemplo describir el rendimiento del equipo en función de la relación TSR descrita en el marco teórico de esta tesis.

8.2.2 RESPECTO AL SISTEMA DE PANELES SOLARES

Si bien, en esta tesis, los trabajos realizados estuvieron principalmente encausados hacia el mejoramiento del rendimiento del SETE, es cierto que el sistema de paneles solares también puede ir modificándose para establecer una mejora continua de ambas fuentes de energía en forma paralela, y dejar de depender de la fuente de respaldo de forma paulatina. Por ahora, la principal mejora recomendada en este aspecto es la cotización e instalación de paneles en serie que permitan elevar la potencia generada por esta fuente.

8.2.3 TRABAJOS DE FORMA MULTIDISCIPLINARIA

Como última propuesta, para realizar estas tareas, se recomienda que las investigaciones se lleven a cabo, de ahora en adelante, de forma multidisciplinaria, ya que los trabajos futuros requieren de conformaciones de equipos que sepan coexistir en post de llevar al sistema a su rendimiento óptimo, lo que ayudará a los memoristas involucrados a desenvolverse en situaciones similares a las que se presentarán en el campo laboral.

8.3 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.

Para terminar, se presentan, en numeración simple, las fuentes de información y estudio para la realización de este trabajo de título:

[1]. Vijeo Designer.

[2]. ¿Cómo afecta al Medio Ambiente la extracción de combustibles fósiles?. ECOticias.com. <https://www.ecoticias.com/medio-ambiente/133919/Como-afecta-al-Medio-Ambiente-extraccion-combustibles-fosiles> [consulta: 21 Septiembre 2019].

[3]. Greenpeace. Cambio climático. <https://es.greenpeace.org/es/trabajamos-en/cambio-climatico/> [consulta: 23 Septiembre 2019].

[4]. X. Energías renovables Vs combustibles fósiles. Bester. <https://bester.energy/energias-renovables-vs-combustibles-fosiles/> [consulta: 1 Octubre 2019].

[5]. CENER España, FESTO, Instituto Fraunhofer Alemania, UPC Colombia.

[6]. Reporte Energético 2020, Coordinador Eléctrico Nacional.

[7]. Carlos Montes. Chile se convierte en líder mundial en el uso de energía sustentable. La Tercera. <https://www.latercera.com/que-pasa/noticia/chile-se-convirtio-lider-mundial-uso-energia-sustentable/428131/> [consulta: 10 Octubre 2019]

[8]. Molina, P. S. Chile inaugura el primer Laboratorio de Redes Eléctricas Inteligentes del país. pv magazine Latin America. <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/10/17/chile-inaugura-el-primer-laboratorio-de-redes-electricas-inteligentes-del-pais/> [consulta 18 Octubre 2019].

[9]. El viento, infinita fuerza energética. Aprende con energía. <https://www.aprendeconenergia.cl/el-viento-infinita-fuerza-energetica/> [consulta: 28 Octubre 2019].

[10]. Circulación de vientos locales. <https://www.bvsde.paho.org> [consulta: 2 Noviembre 2019]

[11]. Coeficiente de potencia en turbinas horizontales <http://www.ftexploring.com/wind-energy/wind-power-coefficient.htm> [consulta: 4 Noviembre 2019].

[12]. Energía, R. Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Revista Energía. <https://www.revistaenergia.com/1135/?p=1135> [consulta: 7 Noviembre 2019]

[13]. Diez mayores fabricantes de turbinas eólicas en el mundo. <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-turbinas-eolicas-del-mundo/> [consulta: 15 Noviembre 2019]
[14]. Shenzhen SUN SHARE Green Energy co.,ltd
[15]. Aerogenerador 600W Micro para Instalación Aislada (24V) -Controlador Incluido. <https://www.efimarket.com/aerogenerador-600w-micro-para-instalacion-aislada-24v-controlador-incluido> [consulta 21 Noviembre 2019]
[16]. Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.
[17]. ATV32HU75N4 - Variador de velocidad para motor asincrono y sincrono 3 fase EMC 7.5kW - 400V | Schneider Electric Chile. <https://www.se.com/cl/es/product/ATV32HU75N4/variador-de-velocidad-para-motor-asincrono-y-sincrono-3-fase-emc-7.5kw---400v/> [consulta: 29 Noviembre 2019]
[18]. Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.
[19]. Aerogenerador Eólico 120w 12v DC Multipropósito Marino Ecologico. <https://www.opitra.cl/aerogenerador/255-generador-eolico-120w-12v.html> [consulta: 4 Diciembre 2019]
[20]. León, O.G. y Montero, I. (2003).
[21]. Y. Freedman, Sears Zemansky, Física Universitaria con física moderna, Volumen 2.
[22]. Diseño de un rotor eólico tipo Darrieus helicoidal - PDF Free Download. <https://docplayer.es/80881832-Diseno-de-un-rotor-eolico-tipo-darrieus-helicoidal.html> [consulta: 10 Diciembre 2019]
[23]. Turbinas Hidrocinéticas de eje vertical helicoidal, ROCA. Revista científico-educacional de la provincia Granma. Vol.14 No.1, enero-marzo 2018
[24]. 500W Aerogenerador de Eje horizontal para la venta. Made-in-China.com. <https://es.made-in-china.com/co_wxnaiermic/product_500W-Horizontal-Axis-Wind-Turbine-Generator-for-Sale_rsoeisrgg.html> [consulta: 20 Diciembre 2019]
[25]. Layton, J. How Wind Power Works. HowStuffWorks. <https://science.howstuffworks.com/environmental/green-science/wind-power3.htm> [consulta: 2 Enero 2020]
[26]. Coherent Application Threads (CATS). <http://people.bu.edu/dew11/liftanddrag.html> [consulta: 7 Enero 2020].
[27]. ELECTROTEC, partes de un generador eólico.
[28]. Manwell, McGowan, Rogers-Wind Energy Explained Theory, Desing and Application (2010).
[29]. Danish Wind Industrie Association.
[30]. chrvoje engineering. Betz Limit, Betz Law - Animation. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?time_continue=6&v=H0pysoyh41Q&feature=emb_title> [consulta: 17 Enero 2020]

[31]. Tip-speed-ratio-how-calculate-and-apply-tsr-blade-selection - Web. <https://www.windynation.com/jzv/inf/tip-speed-ratio-how-calculate-and-apply-tsr-blade-selection> [consulta: 24 Enero 2020]
[32]. Mei Wechner. How do Wind Turbines work. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?time_continue=214&v=MJr4dHPWu8w&feature=emb_title> [consulta: 29 Enero 2020]
[33]. Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, Budynas y Nisbett, Octava edición.
[34]. Capítulo 2, conductos de Aire.
[35]. Diseño aerodinámico de un túnel de viento de bajas velocidades, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, Perú.
[36]. Fernández, M. El túnel de viento en la Fórmula 1. Aerodinámica F1. <https://www.aerodinamicaf1.com/2019/11/el-tunel-de-viento-en-la-formula-1/> [consulta: 14 Abril 2020]
[37]. Sistema eléctrico y de control de potencia de un túnel aerodinámico, Aida Ferro, ITA, espacialidad en aeronavegación.
[38]. Autodesk Inventor Professional 2019.
[39]. Propiedades mecánicas Poliamida. <http://www.serviciosplastisur.cl/> [consulta: 20 Abril 2020].
[40]. ASTM A53 Especificación de Tubería. OctalAcero. <https://www.octalacero.com/astm-a53> [consulta 24 Abril 2020].
[41]. GeoGebra | Free Math Apps - used by over 100 Million Students & Teachers Worldwide. GeoGebra. <https://www.geogebra.org/?lang=en> [consulta: 2 Mayo 2020]
[42]. Mecánica de Fluidos, W. White.
[43]. Computer Applications in Hydraulic Engineering. 5° Edition. Haestad Methods.
[44]. ANSYS FLUENT 19.1
[45]. Fábrica de tubos y accesorios de chapa inoxidable y galvanizada. (s. f.). Robustos. <https://www.rostubos.com/es/acero-galvanizado-zinc-resistencia-corrosion-embuticion-soldadura-chapas-calidades-recubrimiento-electrolitico-galvanizado-inmersion-caliente-proteger-hierro-acero.aspx> [consulta: 10 Mayo 2020]
[46]. Tablas CINTAC, Momentos de Flexión, Caso 2
[47]. Teoría de atornillado. Enerpac. <https://www.enerpac.com/es/formaci%C3%B3n/e/bolting-theory> [consulta: 14 Mayo 2020]
[48]. Ayuda técnica resistencia en pernos. Casa del perno. <http://www.casadelperno.com/AyudaTecnica_Resistencia.html> [consulta: 22 Mayo 2020]
[49]. Taller mecánico UTFSM, Casa Central.
[50]. Área de cables y alambres eléctricos, Homecenter Sódimac.

[51]. Banggood.com. 12V / 24V Controlador de carga del generador de viento 300W / 600W Impermeable Controlador híbrido de viento y luz Equipos y suministros eléctricos from Industrial y científica on banggood.com. www.banggood.com. <https://es.banggood.com/12V24V-Wind-Generator-Charge-Controller-300W600W-Waterproof-Wind-And-Light-Hybrid-Controller-p-1422512.html?cur_warehouse=CN> [consulta: 10 Junio 2020]
[52]. Nanjing Hongyu New Energy Technology Co.,Ltd
[53]. Área de elementos de construcción, Homecenter Sódimac.
[54]. Ventilación industrial ventiladores industriales balanceo dinámico. (s. f.). Industrias frigidaire. <http://industriasfrigidaire.com/ventiladores-centrifugos/> [consulta: 5 Julio 2020]

8.4 COMENTARIO FINAL

Si bien el objetivo principal se pudo cumplir al finalizar este trabajo, es cierto que, por las condiciones sanitarias de la fecha, no se pudo implementar el canalizador seleccionado en el capítulo V de esta tesis, el cual formó parte de los objetivos específicos definidos para esta tesis, y con el cual, de forma probable, se habrían obtenido resultados aún más positivos en cuanto a potencia y rendimiento del aerogenerador implementado se refiere en las pruebas finales.

Es por lo anterior, que se decidió, en conjunto con el Profesor Guía de este trabajo, realizar un estudio teórico de los comportamientos de las distintas opciones de canalización, con el fin de aproximar el comportamiento que se observará en este una vez sea implementado, cuando se pueda transitar de forma normal por las calles y las dependencias de la universidad.

CAPITULO IX: ANEXOS.

9.1 ANEXO A: SIMULACIÓN EN ANSYS DE DUCTO SELECCIONADO.

Se resolverá el siguiente problema de forma numérica utilizando ANSYS FLUENT. Entre los resultados que se verán están, el comportamiento del campo de velocidad y presión en el ducto, el coeficiente de fricción en la pared, y el perfil de velocidad axial en la salida.

- Velocidad de entrada nominal: $13\left[\frac{m}{s}\right]$
- Diámetro Hidráulico: $0{,}384[m]$
- Viscosidad dinámica: $1{,}802 \cdot 10^{-5}\left[\frac{kg}{m \cdot s}\right]$
- Densidad: $1{,}225\ \left[\frac{kg}{m3}\right]$
- Largo ducto: $1{,}5[m]$
- Numero de Reynolds: $R_e = 3{,}394 \cdot 10^5[-]$
- Presión atmosférica en la salida y flujo turbulento.

9.1.1 PRE-ANÁLISIS Y PUESTA EN MARCHA.

9.1.1.1 ANÁLISIS PRELIMINAR

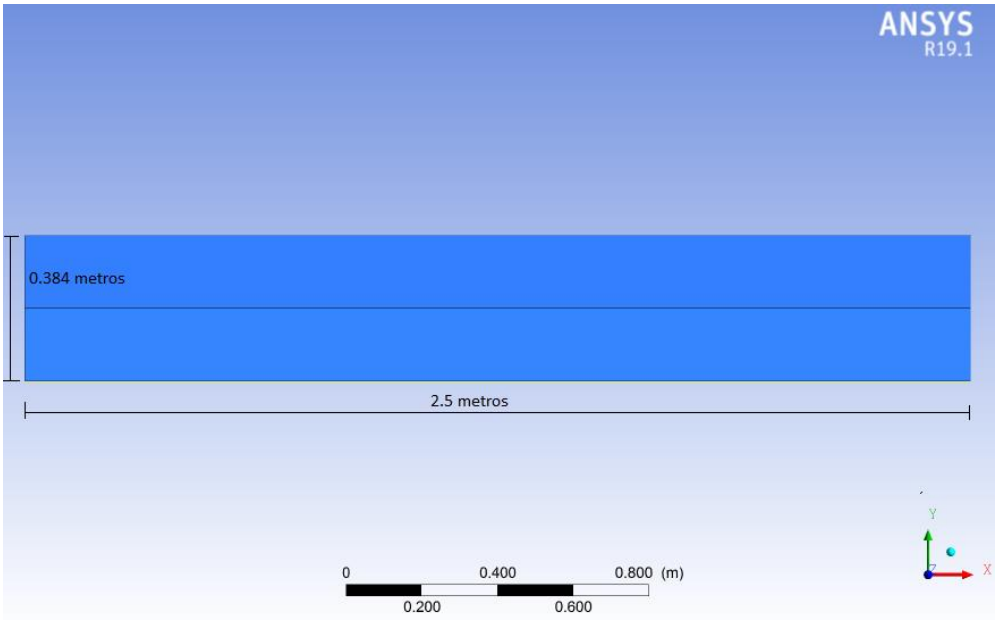
Un flujo turbulento exhibe fluctuaciones a pequeña escala en el tiempo. Por lo general, no es posible resolver estas fluctuaciones en un cálculo de CFD. Por lo tanto, las variables de flujo como la velocidad, la presión, etc. tienen un promedio de tiempo asociado. Desafortunadamente, las ecuaciones de gobierno promediadas en el tiempo no se encuentran cerradas (es decir, que contienen cantidades fluctuantes que deben construirse utilizando un modelo de turbulencia). Actualmente no hay un modelo de turbulencia disponible que sea válido para todos los tipos de flujos, por lo que es necesario elegir y ajustar un modelo para clases particulares de los mismos.

En este análisis, se trabaja con las variantes del modelo k-ε, un modelo admisible para el tipo de flujo estudiado. A pesar de que el modelo a implementar es aceptable, la aplicación FLUENT (encargada de calcular las iteraciones) no debe usarse como una caja negra. Los modelos k-ε consisten en dos ecuaciones diferenciales: una para la energía cinética turbulenta k y la disipación turbulenta ε. Estas dos ecuaciones deben resolverse junto con las ecuaciones de continuidad, impulso y energía promediadas en el tiempo, por lo tanto, los cálculos de flujo turbulento son mucho más difíciles y lentos que los cálculos de flujo laminar. El método numérico a utilizar sirve para aproximar el comportamiento del flujo turbulento en el canalizador a construir.

9.1.2 INICIAR ANSYS FLUENT

Como el flujo tiene un comportamiento axisimétrico, la geometría de análisis es un rectángulo como se muestra en la Figura 9.1.

Figura 9.1 Geometría.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



Se utilizará una malla de 100x30 (es decir, 100 divisiones en la dirección axial y 30 divisiones en la dirección radial).

9.1.3 MALLADO

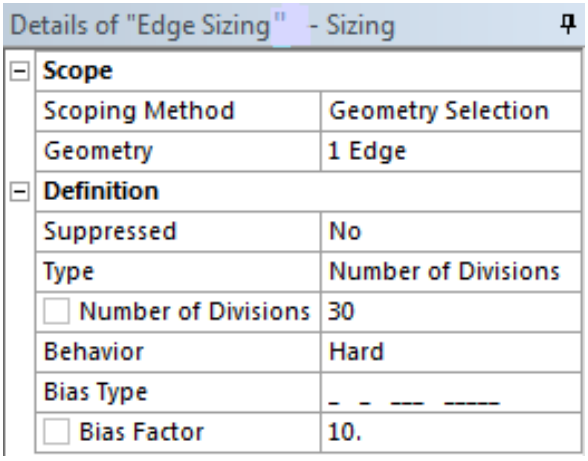
Para realizar esta malla, se necesita cambiar el tamaño del borde, a 100 por 30. También es necesario sesgarla, ya que, para la simulación de un flujo en un ducto, se requieren particiones más pequeñas a medida que estas se acercan a la pared.

9.1.3.1 PROCEDIMIENTO

Se aplica un tamaño de borde con sesgo a la entrada (en el extremo izquierdo de la tubería) Haciendo clic en “Mesh control” -> “Sizing”. Con la herramienta de selección de bordes (“Edges”), se resalta la entrada de la tubería y se aplica junto a la Geometría. Aquí se cambia el Tipo a Número de divisiones a 30. Posteriormente se cambia el comportamiento de la malla en el extremo a “Hard”, para tener una malla ordenada. Finalmente, se aplica un sesgo al tamaño del borde en la misma región. En Tipo de sesgo (bias type), se selecciona la segunda opción [- - - ----]. Se ingresa un Factor de sesgo de 10.

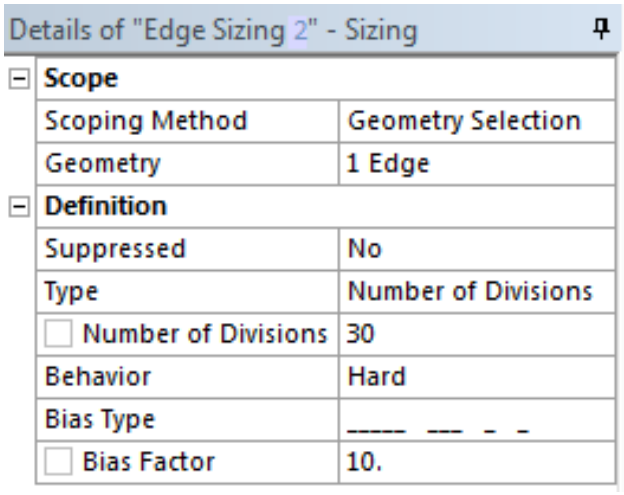
Los detalles de "Edge Sizing" ahora aparecen como sigue (Figura 9.2):

Figura 9.2 Características del tamaño de borde en la entrada.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



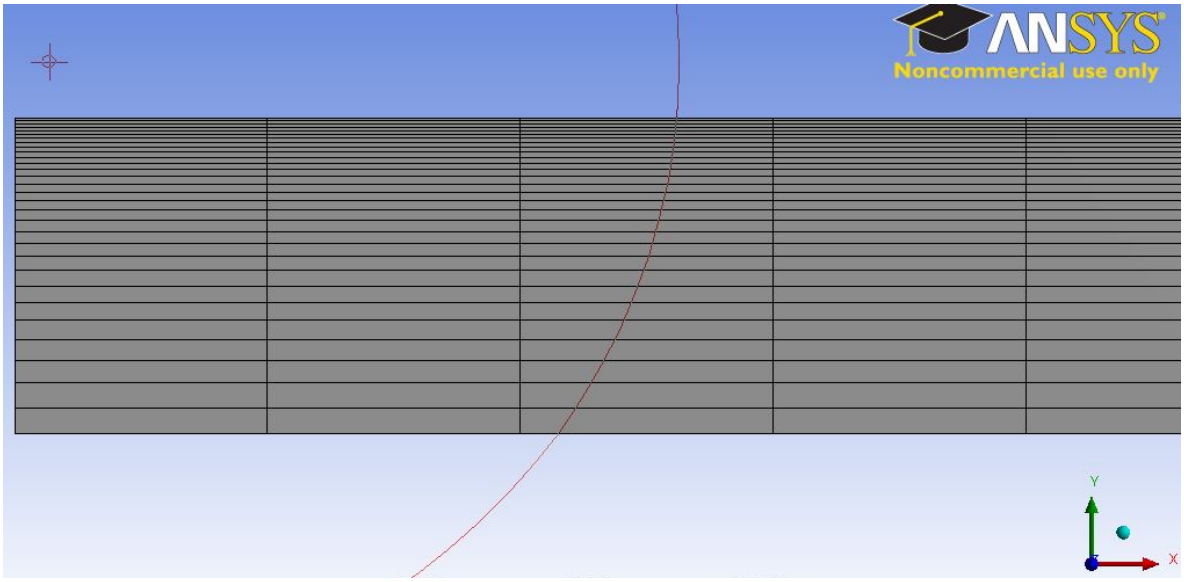
Ahora lo que sigue es aplicar un tamaño de borde a la salida, es decir, al extremo derecho de la tubería. Una vez más, se utilizaran 30 divisiones, con un factor de polarización de 10 y con las divisiones más pequeñas en la parte superior, cerca de la pared. Esta vez, al seleccionar Tipo de sesgo, se elige la primera opción [---- - - -]. Esto pondrá las divisiones más pequeñas en la parte superior. Aparte de esto, el procedimiento es el mismo que para la entrada. Cuando esté completo, los detalles de "Edge Sizing 2" se como se muestra en la Figura 9.3:

Figura 9.3 Características del tamaño de borde en la salida.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



Finalmente, haciendo clic derecho en Malla y seleccionando "Generar malla". El factor de polarización genera una malla más fina cerca de la pared de la tubería (Figura 9.4). Esto se hace para calcular la pequeña fluctuación en la propiedad del fluido cerca de la pared.

Figura 9.4 Mallado ducto.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



Una vez obtenido el mallado se cierra la ventana para volver a la vista principal del proyecto.

9.1.4 CONFIGURACION FÍSICA

9.1.4.1 INICIALIZACIÓN DE PROGRAMA FLUENT

Una vez finalizado el mallado, se vuelve a la plataforma del proyecto disponible en el Workbench de ANSYS. Para iniciar FLUENT, se debe realizar doble clic en la celda “Setup” desde la vista Proyecto (Figura 9.5). Al realizar esta acción, se abre una ventana de lanzamiento del programa (Figura 9.6), en ella hay que asegurarse de que la opción Doble precisión esté seleccionada. Esto usará 64 bits (en lugar de 32) por número de coma flotante, disminuyendo los errores de redondeo.

Figura 9.5 Carpeta proyecto flujo turbulento.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

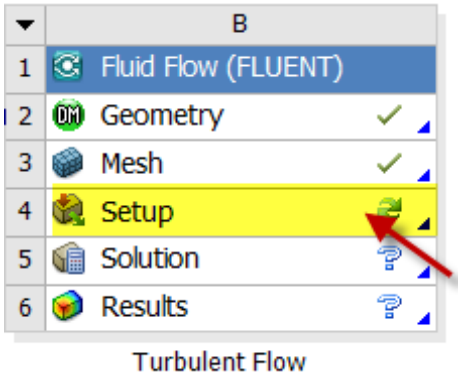
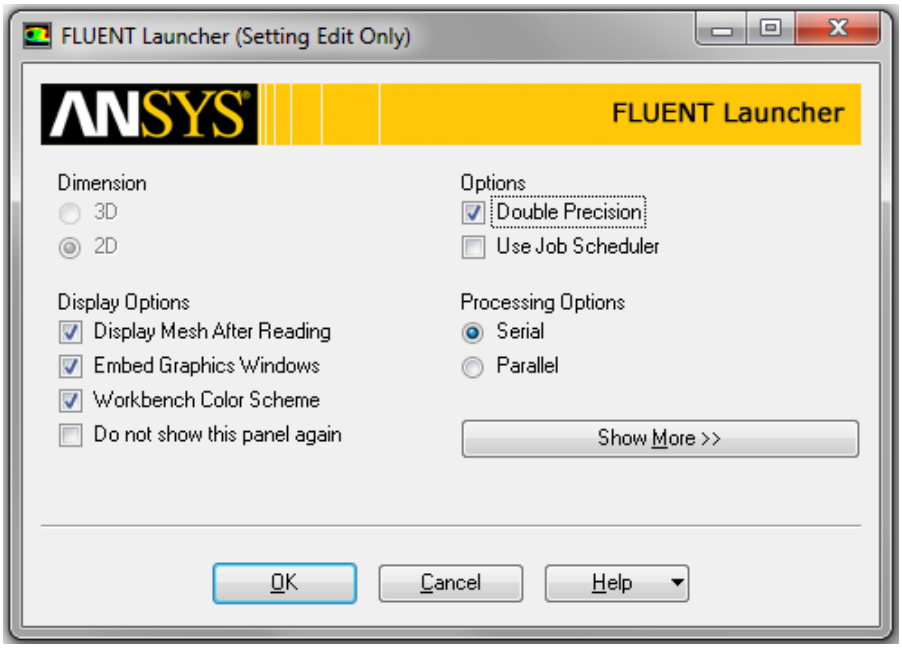


Figura 9.6 Lanzamiento de FLUENT.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



Una vez que FlLUENT se haya abierto, se debe seleccionar: Configuración del problema> General> Display.

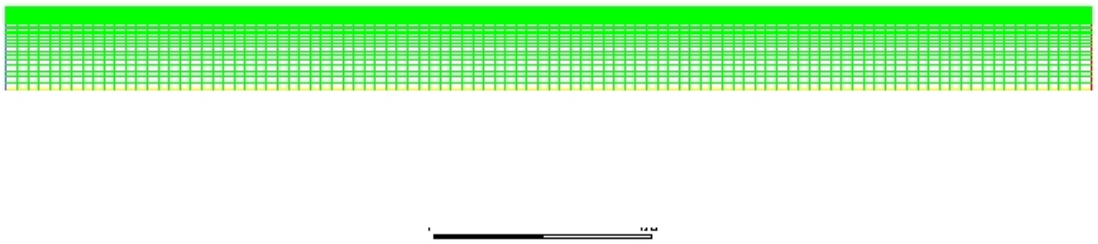
En este punto, se debe asegurar de que los 5 elementos en Superficies se encuentren nombrados y seleccionados (Tabla 9.1). Al hacer clic en Mostrar se debieran ver todos los

bordes con su denominación respectiva. Al acercarse y mirar la malla, se pueden apreciar las divisiones implementadas en la etapa del mallado (Figura 9.7).

Tabla 9.1 Clasificación de Bordes
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1.

Edge Position	Name	Type
Left	Inlet	VELOCITY_INLET
Right	Outlet	PRESSURE_OUTLET
Top	Wall	WALL
Bottom	Centerline	AXIS

Figura 9.7 Mallado delimitado por bordes clasificados.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



Se debe recordar que es posible ver componentes específicos de la malla eligiendo las entidades que desea ver en Superficies (clic con el mouse para seleccionar y clic nuevamente para anular la selección de un límite específico), es importante realizar esta tarea, porque es necesario asegurar el correcto nombramiento de las etiquetas de límites correspondientes en la geometría.

9.1.4.2 DEFINIR ECUACIONES DE GOBIERNO

9.1.4.2.1 CONFIGURACIÓN DEL PROBLEMA> GENERAL> SOLVER

En solver, se debe elegir “Axisymmetric en 2D Space”. Para este problema, se utilizarán los valores predeterminados de tipo basado en presión, estacionario y formulación de velocidad absoluta.

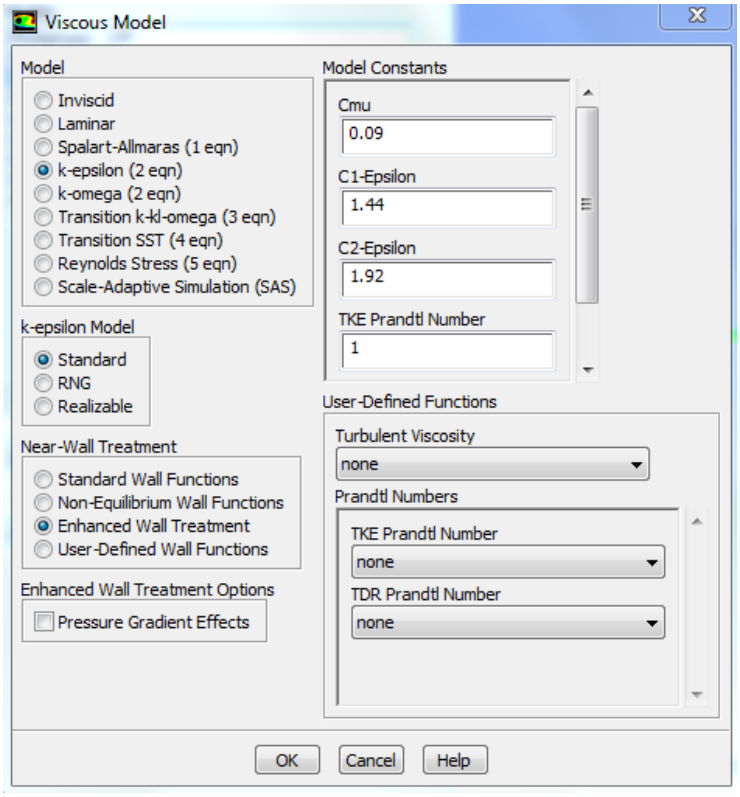
9.1.4.2.2 CONFIGURACIÓN DEL PROBLEMA> MODELOS> ENERGÍA

La ecuación de energía se puede desactivar ya que este es un flujo incompresible y la temperatura no influye notoriamente, por ende, el usuario se debe asegurar que aparezca "Energía – Off".

9.1.4.2.3 CONFIGURACIÓN DEL PROBLEMA> MODELOS> VISCOSO - LAMINAR

Para modificar el modelo entregado por defecto, se debe hacer clic en Editar y elegir el modelo k-epsilon (2eqn). Una vez elegido, se expande una ventana y se muestran opciones adicionales al elegir el modelo de turbulencia k-epsilon (Figura 9.8). En Tratamiento cerca de la pared, se debe elegir "Tratamiento de pared mejorado". Esta opción utiliza una función combinada para ir entre un modelo de dos capas y las funciones de muro estándar. Si la malla cerca de la pared es lo suficientemente fina, se usa el modelo de dos capas. De lo contrario, se utilizan funciones de pared estándar. Alternativamente, se pueden utilizar las funciones de pared estándar; esto funcionará bien cuando 30 <y + <100.

Figura 9.8 Elección del modelo de turbulencia k-épsilon.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



9.1.4.3 DEFINIR CONDICIONES DE CONTORNO

9.1.4.3.1 CONFIGURACIÓN DEL PROBLEMA> CONDICIONES DE CONTORNO> CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

Se debe recordar que, para todos los flujos, FLUENT utiliza internamente la presión manométrica. Cada vez que se necesita una presión absoluta, se genera agregando la presión de funcionamiento a la presión manométrica. Por lo tanto, en este caso, se utiliza el valor predeterminado de 1 atm (101,325 Pa) como la presión de funcionamiento.

Haga clic en Cancelar para dejar el valor predeterminado en su lugar.

Ahora se configurarán las condiciones de contorno en la pared, línea central, entrada y salida.

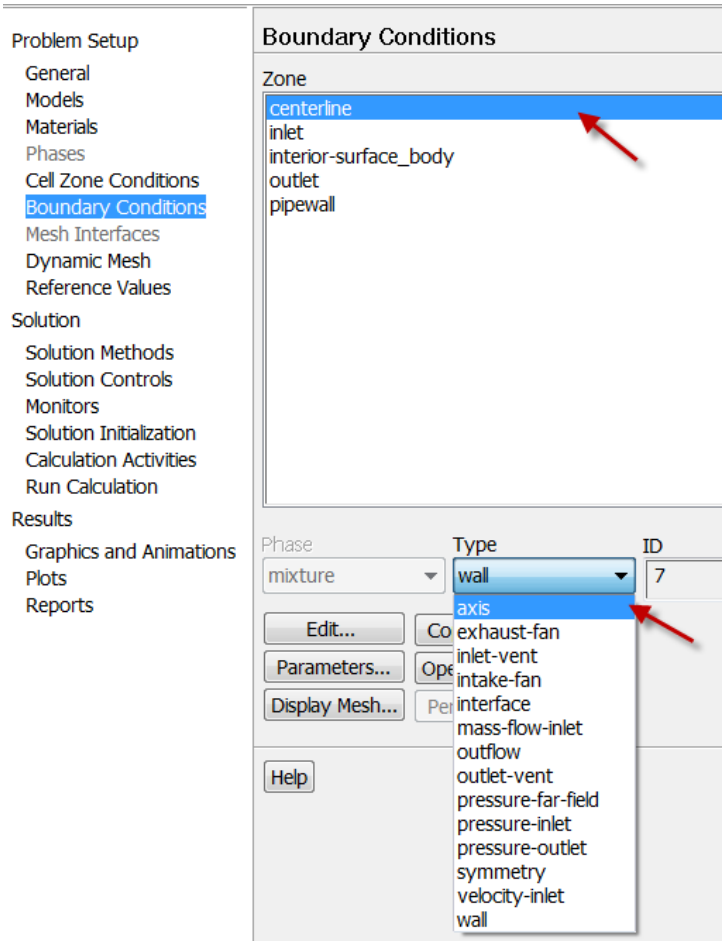
9.1.4.3.2 CONFIGURACIÓN DEL PROBLEMA> CONDICIONES DE CONTORNO

No se necesita establecer ningún parámetro para la zona de la tubería. FLUENT detectará automáticamente que esta ubicación debe establecerse como un muro en función de su nombre (Wall). Verificar esto seleccionando dicha zona y observando su tipo en el menú desplegable.

A continuación, se hace un análisis sobre la línea central de la geometría realizada. Como se está resolviendo un problema del tipo axisimétrico, se establece la línea central como el eje; esto impondrá simetría en dicho límite.

La figura 9.9 muestra cómo identificar la línea central como eje, haciendo clic en “Sí” y en aceptar.

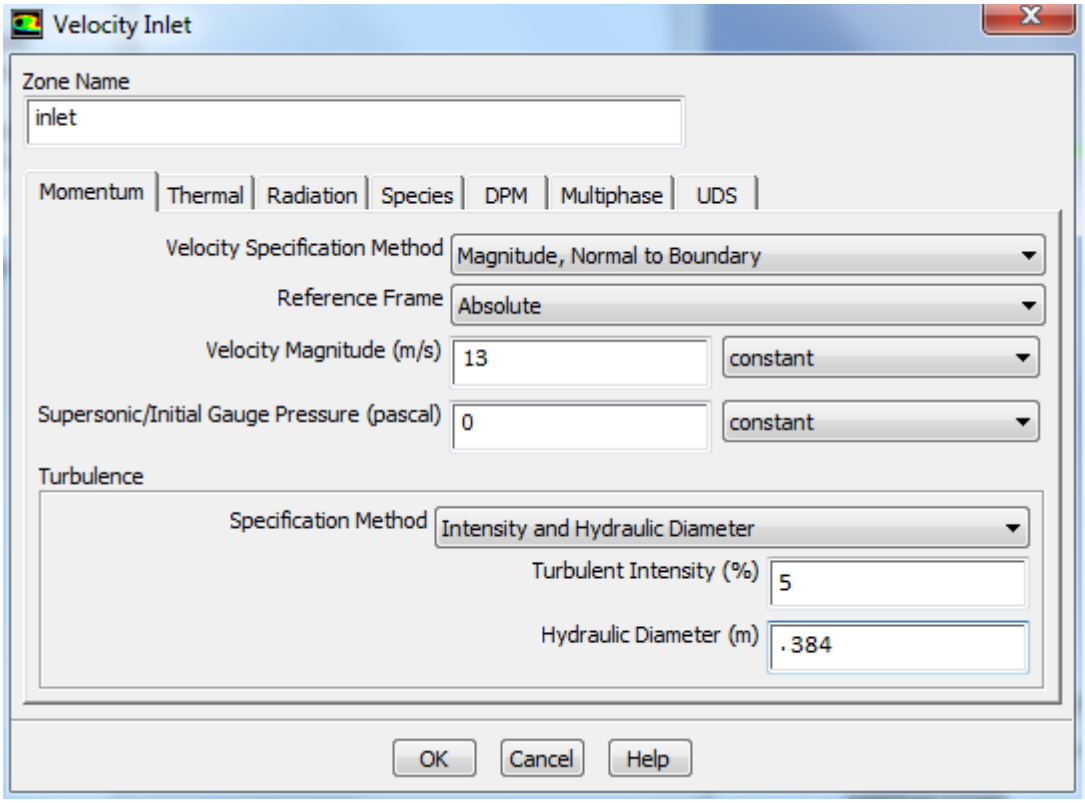
Figura 9.9 Identificación de línea central como eje.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



En la figura anterior, una vez definido la línea central como eje, se debe hacer clic en la entrada (inlet) y luego en editar (Figura 9.10). Este límite establece la velocidad como tipo de entrada predeterminada (correcto en este caso). Para modificar la magnitud de velocidad, se debe cambiar el método al denominado “normal al borde” (Normal to Boundary). En la casilla de magnitud de velocidad se debe ingresar la velocidad del análisis, esto indica que el fluido está llegando normalmente a la entrada a una velocidad de 13 metros por segundo (como se especifica al inicio de este anexo). En la sección inferior del recuadro de la Figura 9.10, se debe seleccionar “Intensidad y Diámetro hidráulico” como Método de especificación de turbulencia. Luego, se debe ingresar 5% para la intensidad de turbulencia (valor común de intensidad para flujos en ductos) y 0.384 metros para el diámetro

hidráulico (calculado en el capítulo V de esta tesis). Finalmente, se debe realizar clic en Aceptar para establecer las condiciones de contorno para la entrada.

Figura 9.10 Definición de condición de contorno en la entrada del ducto.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



En el caso de la salida, su variable predeterminada es la presión. En el problema, se sabe que la presión (absoluta) en la salida es de 1 atm. Dado que la presión de funcionamiento se establece en dicho valor, la presión manométrica de salida es igual presión absoluta de salida menos la presión de funcionamiento, es decir, su valor es cero. Para fijar las condiciones de salida, se debe seleccionar la opción Outlet, como se explicó, en dicho recuadro (similar al recuadro mostrado en la figura 9.10) el valor predeterminado es la presión y, como se puede apreciar, el valor de la presión manométrica en este recuadro es igual a cero, por lo que no es necesario modificar los valores predeterminados para la salida en este caso. Para dejar el recuadro en su configuración original, se debe realizar clic en cancelar.

Nota: El reflujo en el menú Salida de presión se refiere al flujo que ingresa a través de un límite de salida. No es probable que esto suceda en este caso. Por lo tanto, no tenemos que establecer los parámetros de reflujo.

Esto completa la especificación de la condición de contorno.

9.1.4.4 VALORES DE REFERENCIA

A continuación se configuran los valores de referencia, que se utilizan más adelante mientras se visualizan resultados no dimensionales (esta configuración no afecta la solución numérica).

9.1.4.4.1 CONFIGURACIÓN DEL PROBLEMA> VALORES DE REFERENCIA

Seleccione Calcular desde> entrada.

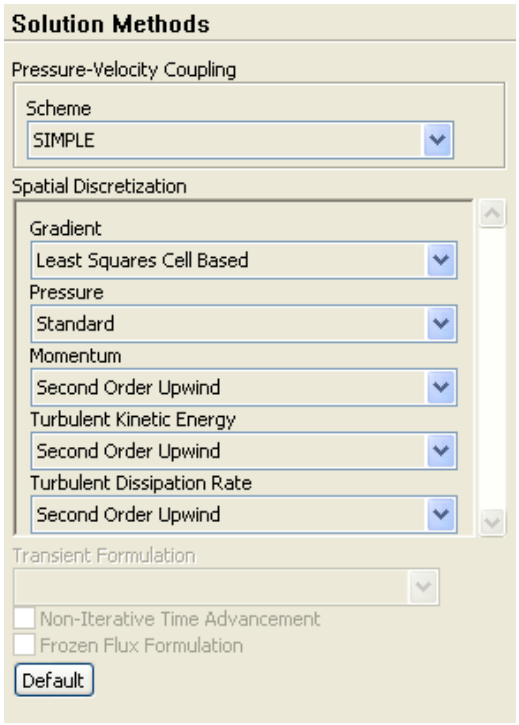
9.1.4.4.1.1 SOLUCIÓN NUMÉRICA

Para la solución numérica, se utiliza la discretización de segundo orden para la ecuación de momentum y para la ecuación de energía cinética de turbulencia, que es parte del modelo k-épsilon.

9.1.4.4.1.2 SOLUCIÓN> MÉTODOS DE SOLUCIÓN

Para aplicar los métodos de solución antes mencionados, se deben cambiar las ecuaciones de discretización para momentum, energía cinética de turbulencia y tasa de disipación de turbulencia a Viento ascendente de segundo orden (si no se aprecian todas las ecuaciones, desplazarse en el recuadro de la Figura 9.11 hacia abajo para verlas).

Figura 9.11 Definición de métodos de solución numérica.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



El orden de discretización que se acaba de establecer se refiere a los términos convectivos en las ecuaciones; La discretización de los términos viscosos es siempre precisa de segundo orden en FLUENT. La discretización de segundo orden generalmente produce una mejor precisión, mientras que la de primer orden produce una convergencia más robusta. Si el esquema de segundo orden no converge, se puede intentar comenzar las iteraciones con el esquema de primer orden y cambiar al esquema de segundo orden después de algunas iteraciones.

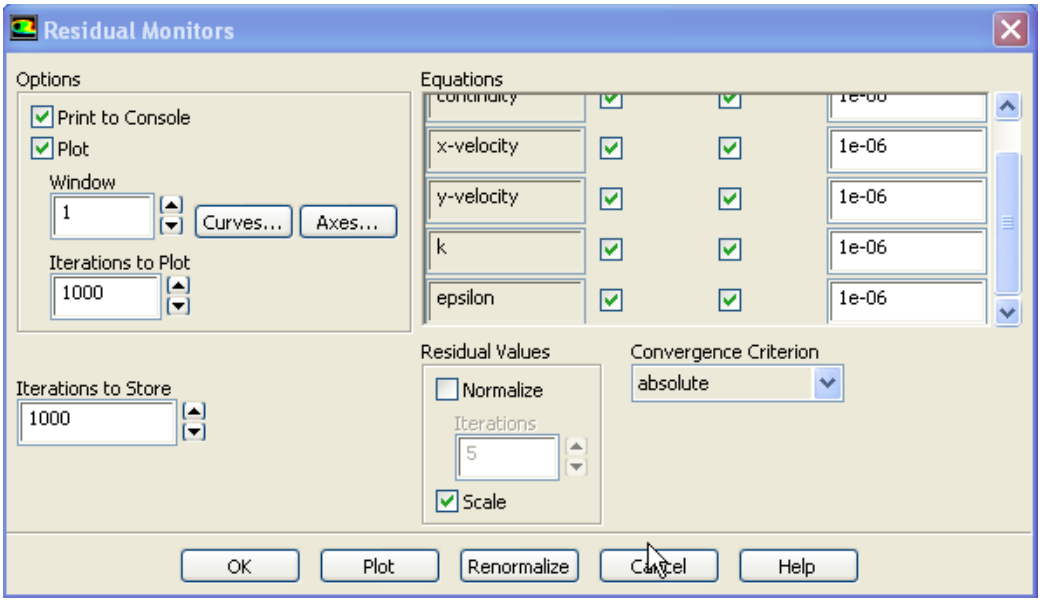
9.1.4.5 ESTABLECER CRITERIOS DE CONVERGENCIA

Recordar que FLUENT informa un residuo para cada ecuación gobernante que se resuelve. El residual es una medida de qué tan bien la solución actual satisface la forma discreta de cada ecuación resuelta. La idea es repetir la solución hasta que el valor residual para cada ecuación caiga por debajo de 1e-6.

9.1.4.5.1 SOLUCIÓN> MONITORES> RESIDUALES, ESTADÍSTICOS Y MONITORES DE FUERZA

Realizando doble clic en “Residuos”, se observan los criterios de convergencia para las ecuaciones k y épsilon además de las 3 ecuaciones restantes, en estas casillas, se debe establecer dicho criterio en 1e-06 para las 5 ecuaciones que se resuelven. Adicionalmente, en la casilla de opciones, se deden seleccionar las alternativas “Imprimir en consola” y “Plotear” (estas alternativas están seleccionadas por defecto). Al realizar dicha acción, el programa incluirá en los valores impresos los residuos de k y épsilon, a medida que se calculan, por lo que influyen directamente en el cálculo de la convergencia del modelo general (Figura 9.12).

Figura 9.12 criterios de convergencia para las 5 ecuaciones del modelo.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

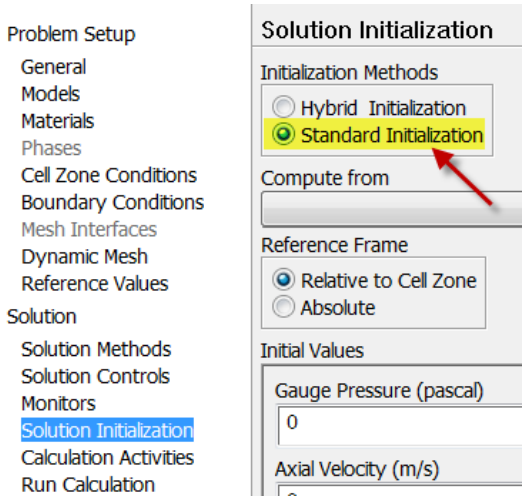


9.1.4.6 ESTABLECER CONJETURA INICIAL

Para inicializar las iteraciones, se realiza una conjetura inicial, cuya particularidad es que se define constante en todo el dominio de flujo e igual a los valores en la entrada:

9.1.4.6.1 SOLUCIÓN> INICIALIZACIÓN DE SOLUCIÓN> INICIALIZACIÓN ESTANDAR

Figura 9.13 conjetura inicial del modelo.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



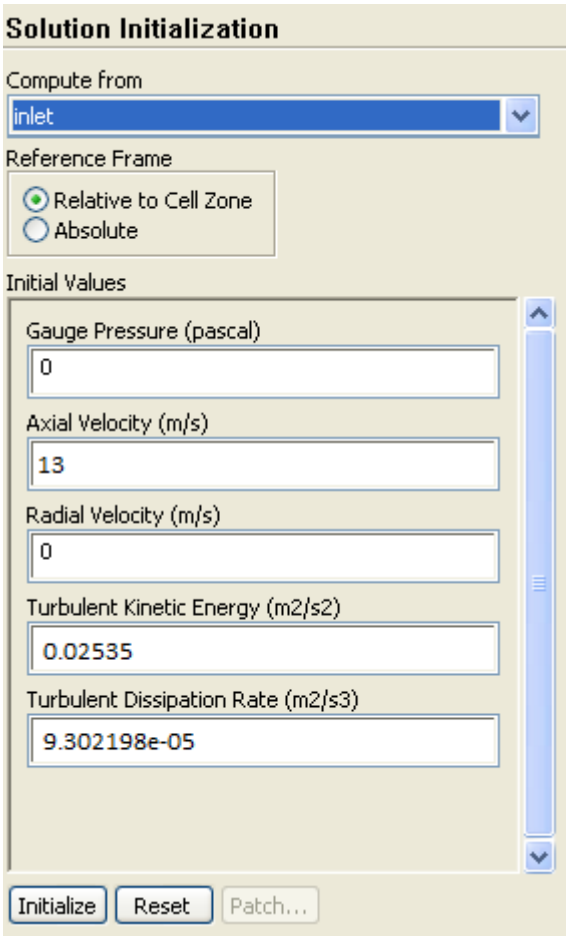
En el menú de Inicialización de la solución que aparece, se selecciona la entrada (inlet) en "Calcular desde". Al realizar dicha acción, la velocidad axial para todas las celdas se establecerá en 13 m/s, la velocidad radial en 0 m/s y la presión manométrica en 0 Pascales. En cuanto a los valores de energía cinética de turbulencia y tasa de disipación (desplácese hacia abajo para verlo) se establecen valores mediante las siguientes ecuaciones provenientes del modelo seleccionado (Figura 9.14):

$$k = \frac{3}{2} \cdot \left(v_{ref} \cdot T\right)^2 \text{ (A.1)}$$

$$\varepsilon = C_{\mu}^{\frac{4}{3}} \cdot \frac{k^{\frac{3}{2}}}{0{,}7 \cdot L} \text{ (A.2)}$$

$$C_{\mu} = 0{,}9 \,;\, T = 0{,}01 \text{ (A.3)}$$

Figura 9.14 Definición de parámetros de inicialización.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



9.1.4.7 ITERAR HASTA LA CONVERGENCIA

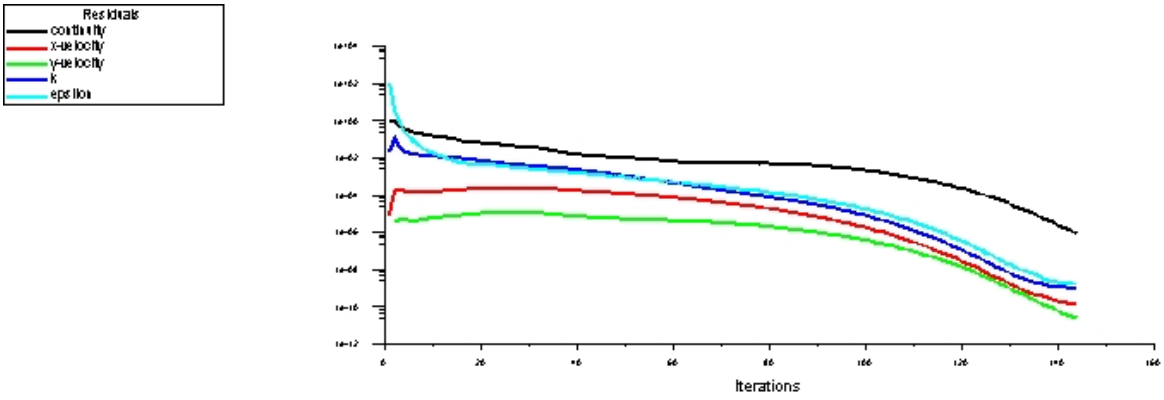
Resolver para 700 iteraciones.

9.1.4.7.1 SOLUCIÓN> EJECUTAR CÁLCULO

En la opción Iterar que aparece en el menú general, se debe determinar el número de iteraciones. Se deben colocar las 700 iteraciones y hacer clic en calcular.

En la Figura 9.15 se puede apreciar el comportamiento de los residuos de las 5 ecuaciones gobernantes:

Figura 9.15 Convergencia de valores residuales.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



La solución converge en un total de aproximadamente 144 iteraciones. Es importante aclarar que se puede obtener un número diferente de iteraciones para la convergencia, dependiendo de su versión de malla y software.

Si el problema a resolver se tratara de un caso laminar, el número de iteraciones a realizar hasta la convergencia sería bastante menor, esto se debe a que para el caso de estudio, debido a la turbulencia involucrada, se requiere de una malla más fina y se incluyen 2 ecuaciones a las que gobiernan un caso laminar de este estilo.

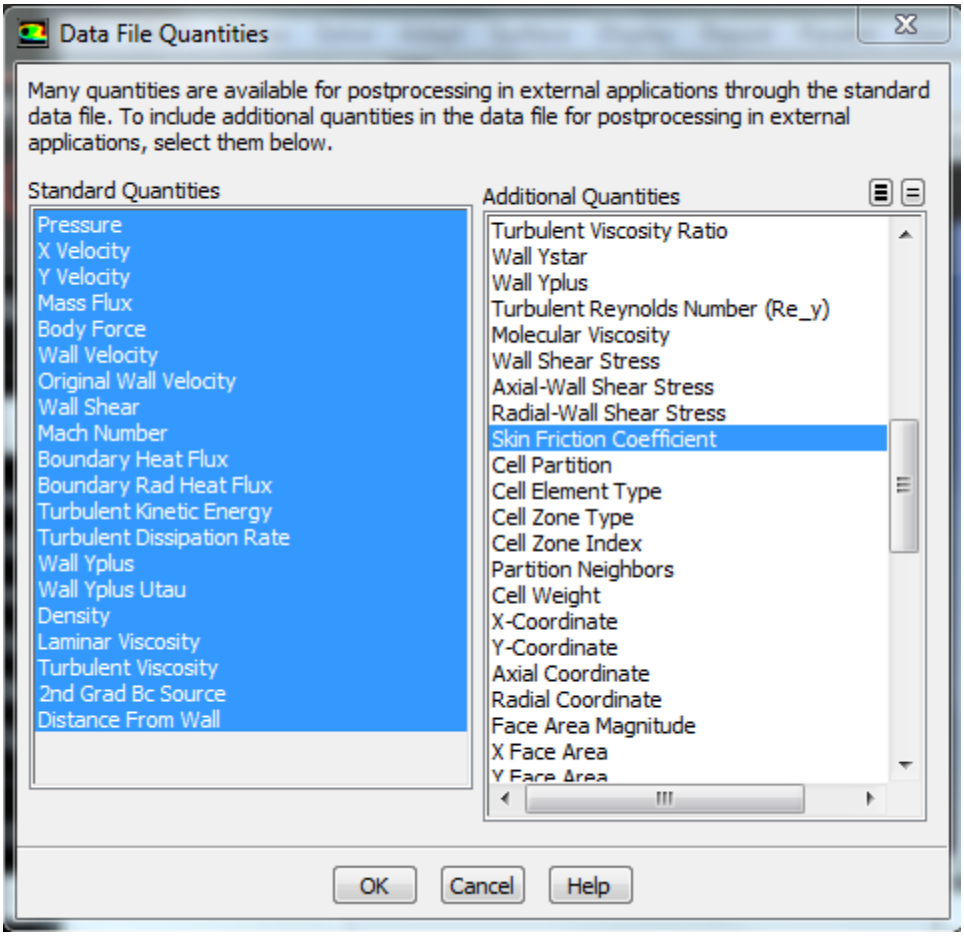
9.1.4.8 EXPORTAR DATOS EXTRAS

Además de las cantidades de datos estándar, también resulta conveniente estudiar los resultados del coeficiente de fricción de la pared del canalizador. Esta cantidad no se transfiere al post-procesador de forma predeterminada; entonces se debe realizar de forma manual.

9.1.4.8.1 ARCHIVO> CANTIDADES DE ARCHIVO DE DATOS

En Cantidades adicionales, se debe seleccionar el coeficiente de fricción de pared, que debe estar aproximadamente a la mitad de la ventana (Figura 9.16).

Figura 9.16 Exportando coeficiente de fricción de pared.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



9.1.5 RESULTADOS NUMÉRICOS

Una vez completada la solución, se debe cerrar la ventana FLUENT para volver a la ventana de Workbench. Para abrir el Post procesador de CFD (donde se verán los resultados numéricos), se debe hacer doble clic en la casilla de resultados de la ventana principal de la Figura 9.5 mostrada anteriormente.

9.1.5.1 VELOCIDAD

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del post procesador en cuanto a velocidad se refiere, indicando su magnitud (Figura 9.17), comportamiento del campo en 2D y 3D (Figuras 9.18 y 9.19) y el grafico comparativo del cambio del perfil de velocidad en el inicio, final y cuando el flujo lleva recorrido 1,5 metros del ducto (figura 9.20):

Figura 9.17 Magnitud de velocidad en el contorno.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

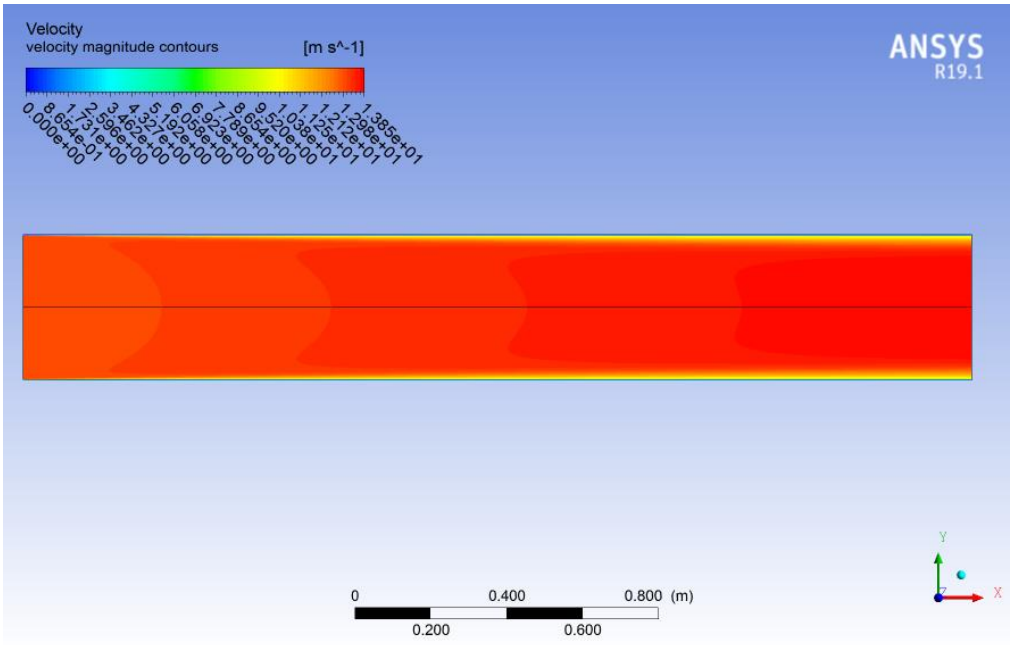


Figura 9.18 Comportamiento del campo de velocidad en 2D.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

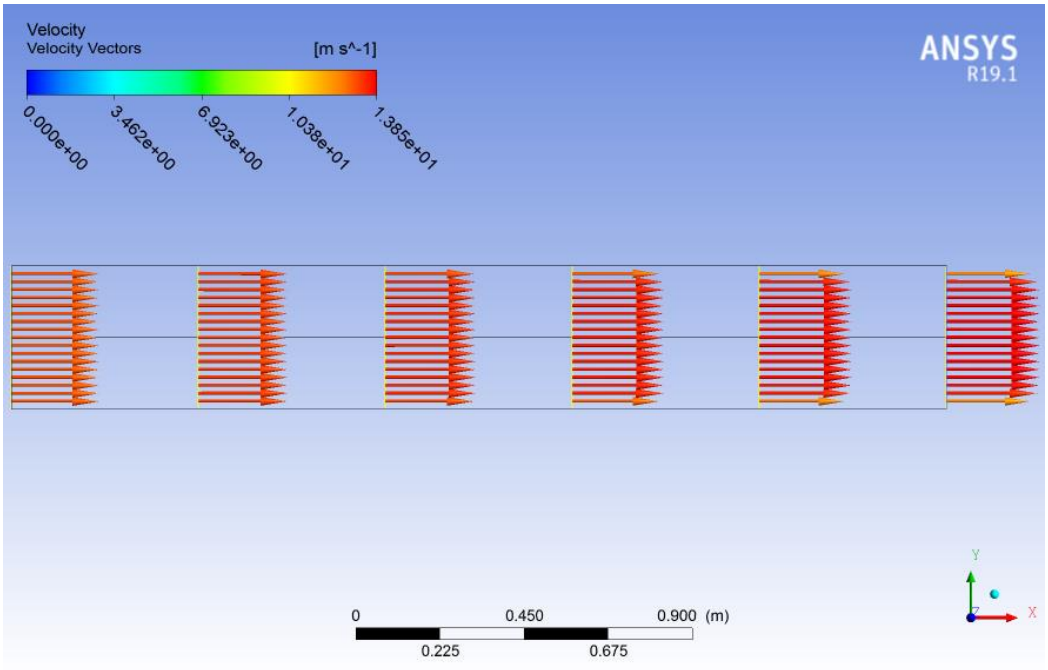


Figura 9.19 Comportamiento del campo de velocidad en 3D.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

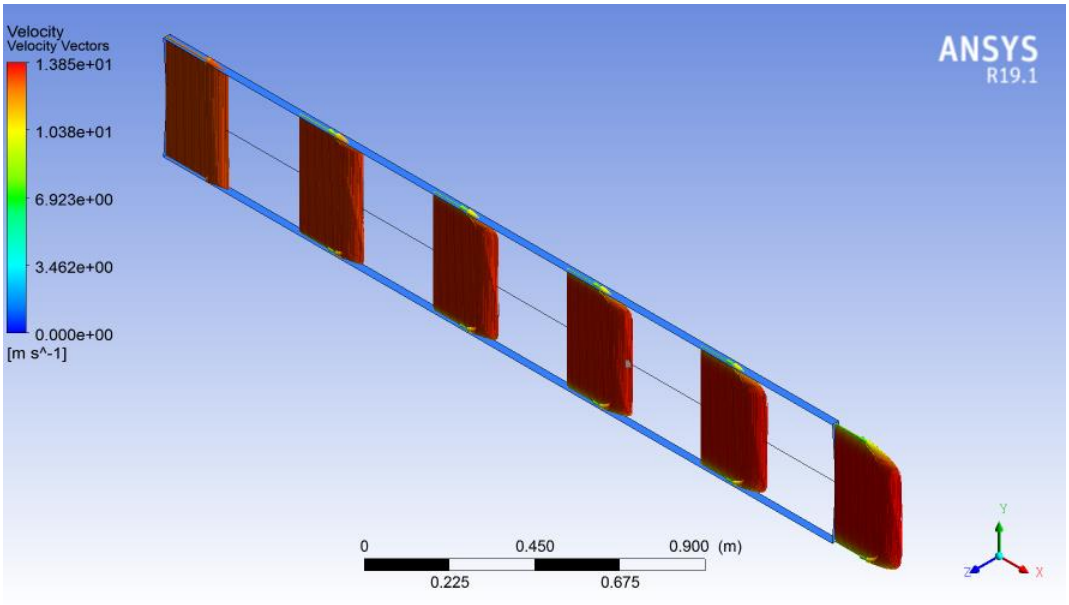
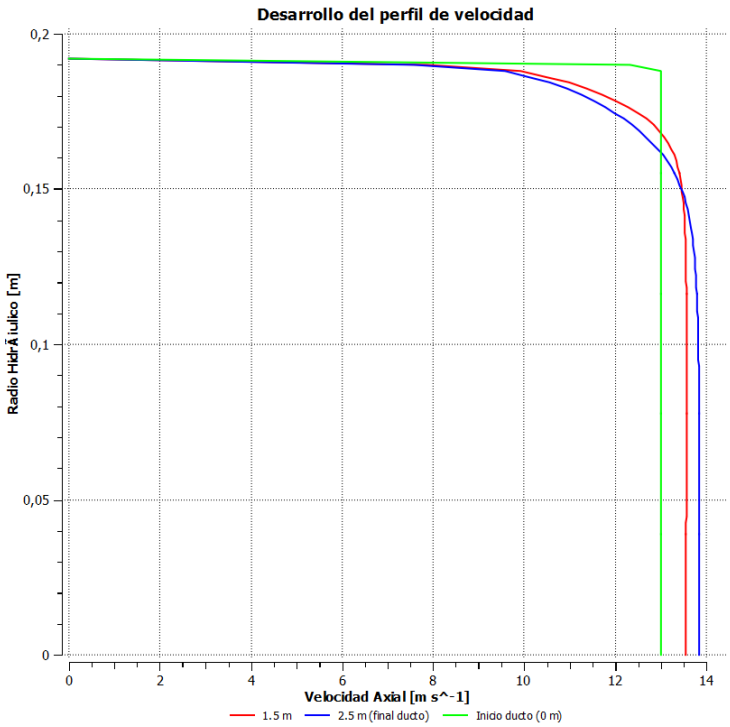


Figura 9.20 Gráficos comparativos del perfil de velocidad.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



9.1.5.2 PRESIÓN

En cuanto a la presión en el canalizador, se presentan los resultados obtenidos del post procesador en cuanto a esta cantidad física se refiere, indicando su magnitud y comportamiento del campo en 2D (Figura 9.21) y el grafico comparativo del cambio del perfil de presión manométrica en el ducto (Figura 9.22):

Figura 9.21 Magnitud y comportamiento del campo de presión.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

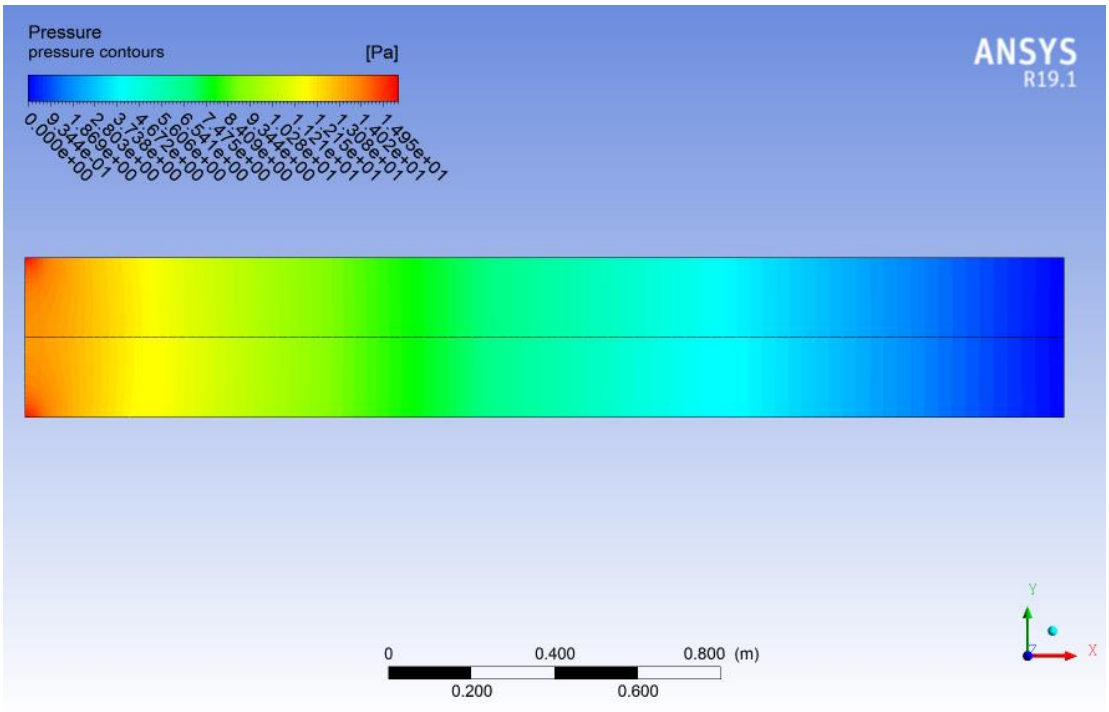
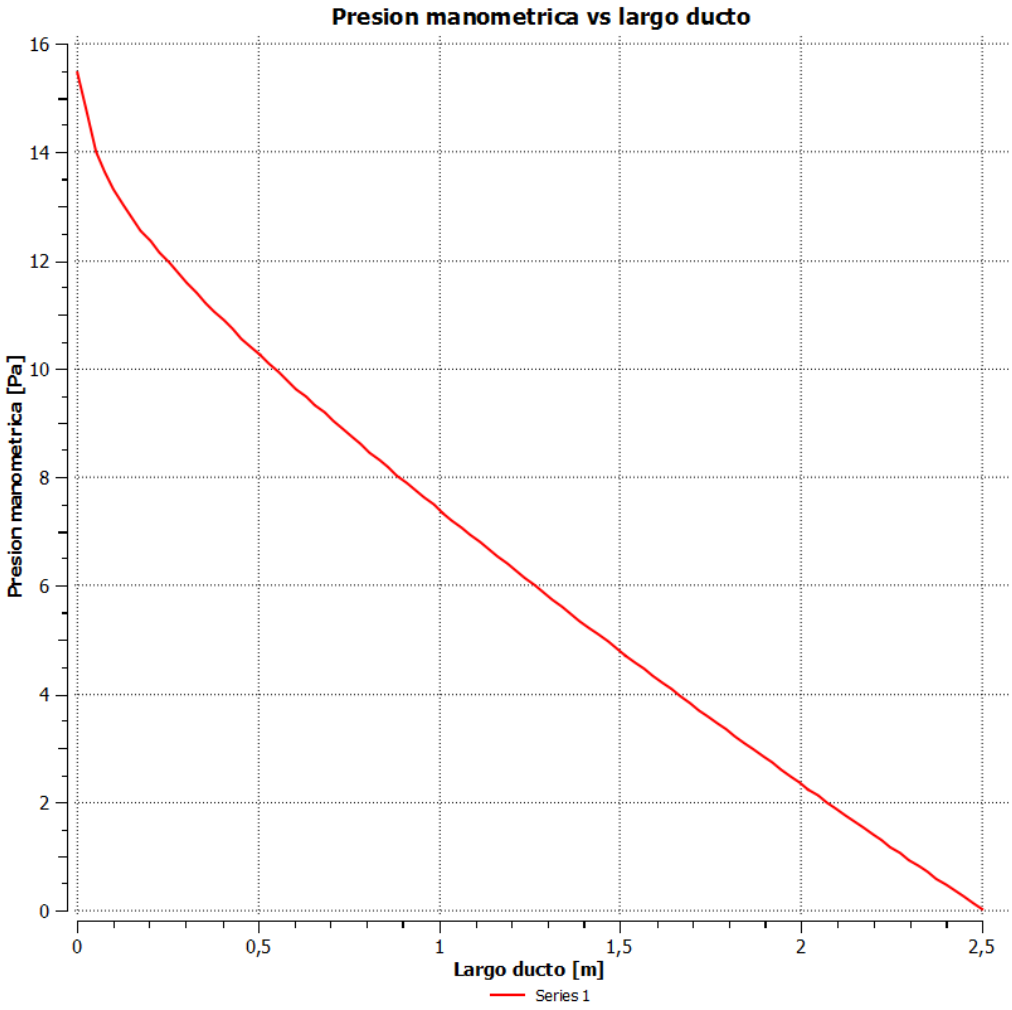


Figura 9.22 Gráfico del decaimiento de la presión manométrica en el ducto.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



9.1.5.3 COEFICIENTE DE ARRASTRE

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del post procesador en cuanto a coeficiente de fricción se refiere, indicando su comportamiento tanto en el campo 3D (Figura 9.23) y gráficamente en función del largo del ducto (Figura 9.24), adicionando como consecuencia de dicho coeficiente el gráfico del comportamiento del esfuerzo de pared en función del largo del canalizador (Figura 9.25):

Figura 9.23 Comportamiento coeficiente de fricción de pared 3D.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

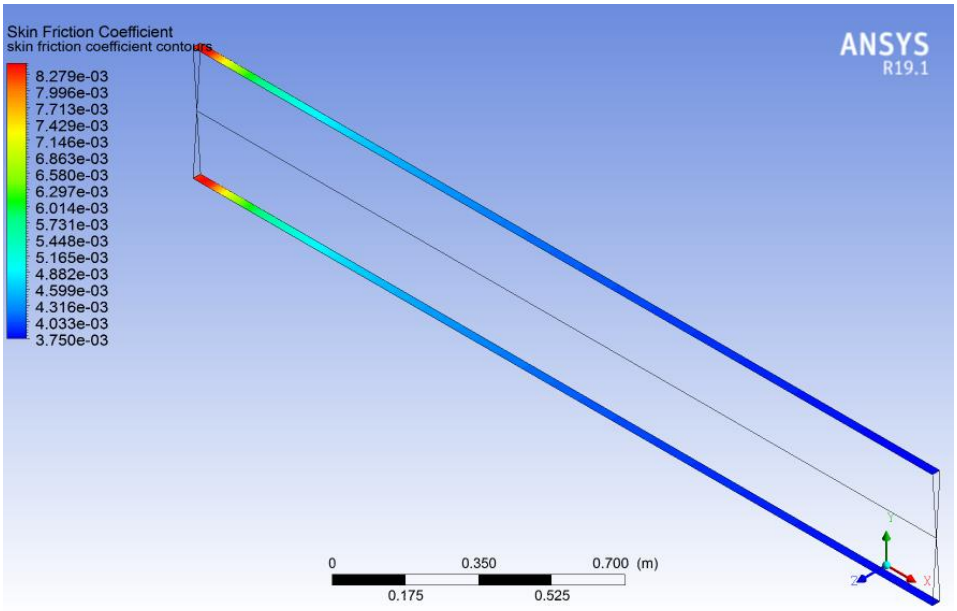


Figura 9.24 Gráfico coeficiente de fricción en función del largo del ducto
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

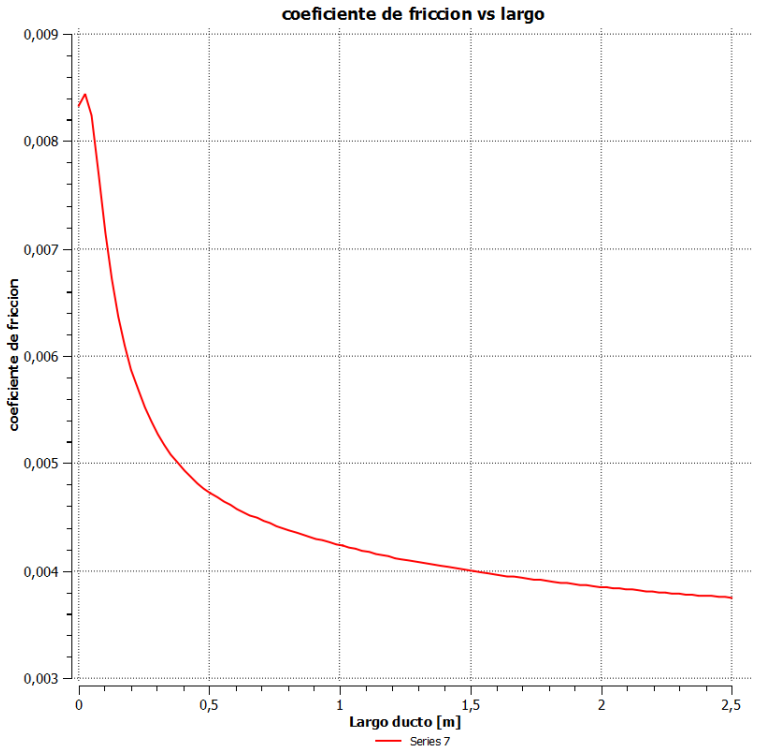
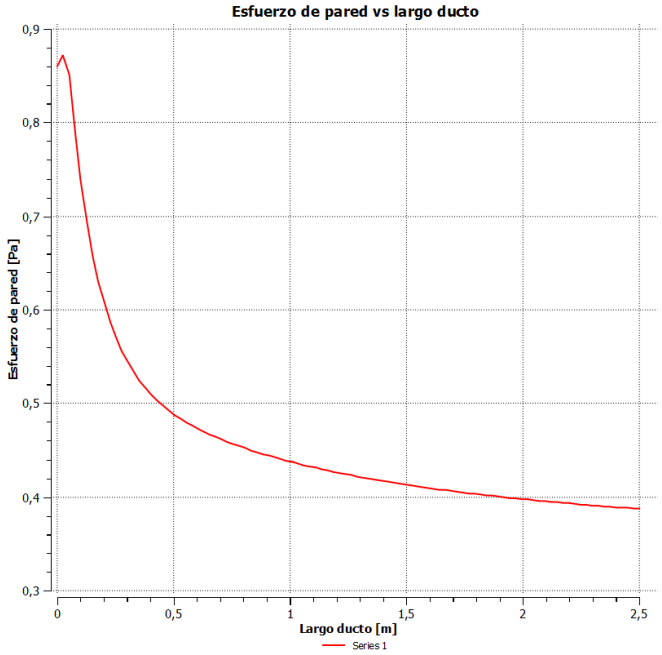


Figura 9.25 Gráfico esfuerzo de pared en función del largo del ducto.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



9.1.5.4 PARÁMETROS DE TURBULENCIA

Para finalizar los resultados, se presentan las gráficas obtenidas del post procesador en cuanto a los parámetros de turbulencia se refiere, indicando el comportamiento de la energía cinética de turbulencia (Figura 9.26), la tasa de disipación del remolino turbulento (Figura 9.27) y el comportamiento del remolino viscoso (Figura 9.28)

Figura 9.26 Energía cinética de turbulencia.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

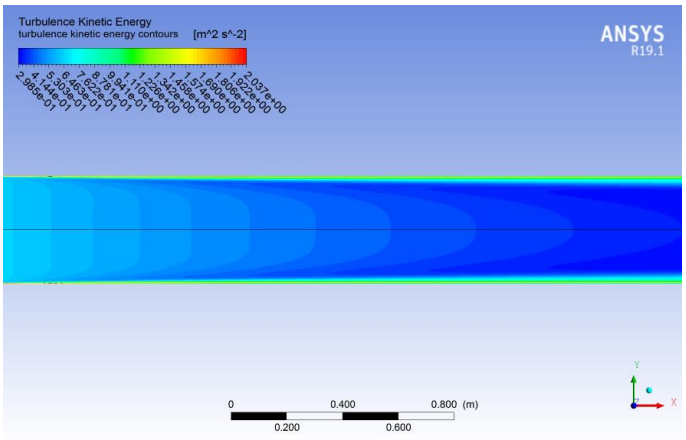


Figura 9.27 Disipación del remolino viscoso turbulento.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1

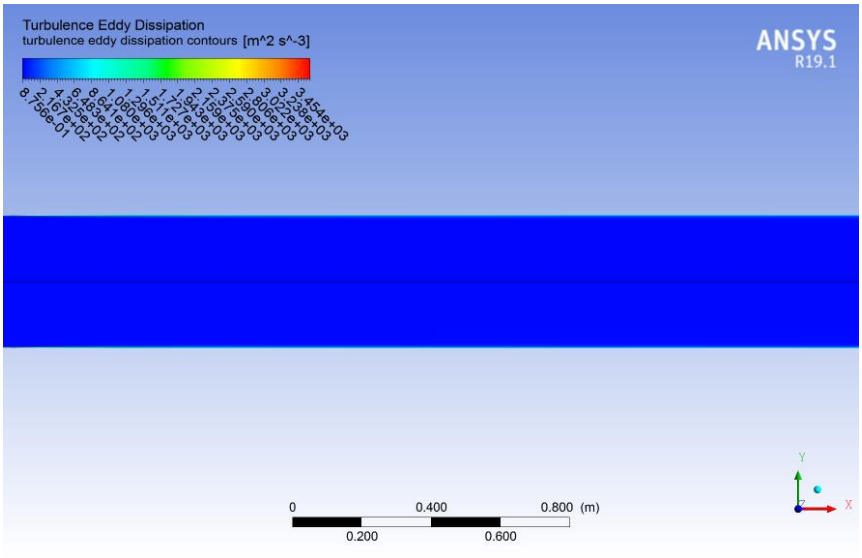
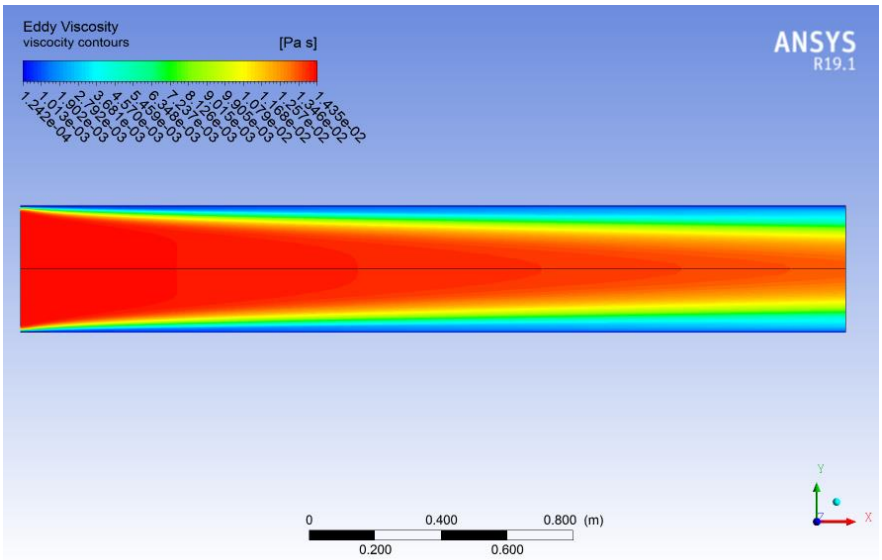


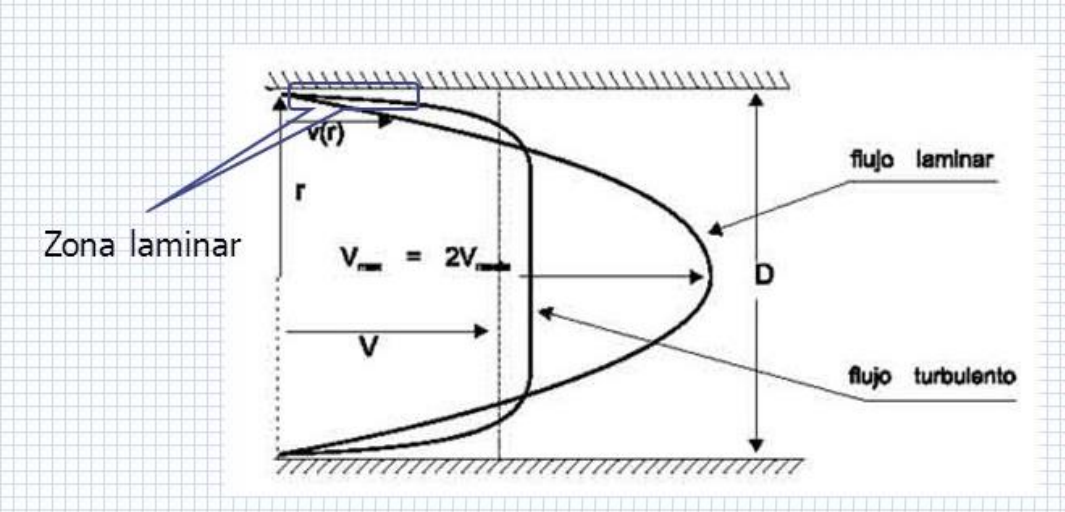
Figura 9.28 Comportamiento del remolino viscoso turbulento.
Fuente: ANSYS FLUENT 19.1



9.1.5.5 VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Observando la Figura 9.29, se puede apreciar que, para flujos turbulentos, la simulación demuestra que el perfil de velocidad obtenido desde 1.5 metros del ducto hasta el final de este (en 2.5 metros) es bastante similar al de un flujo totalmente desarrollado cuando su carácter es de las características estudiadas (Figura 9.19). Sin embargo, también se puede apreciar que el comportamiento del remolino viscoso turbulento (Figura 9.28) a medida que se desarrolla en la región, va alcanzando un equilibrio notorio en el final del ducto, pero no aun cuando el flujo lleva recorridos 1.5 metros del canalizador.

Figura 9.29 Comportamiento del perfil de velocidad turbulento (teórico).
Fuente: Mecánica de fluidos, White.



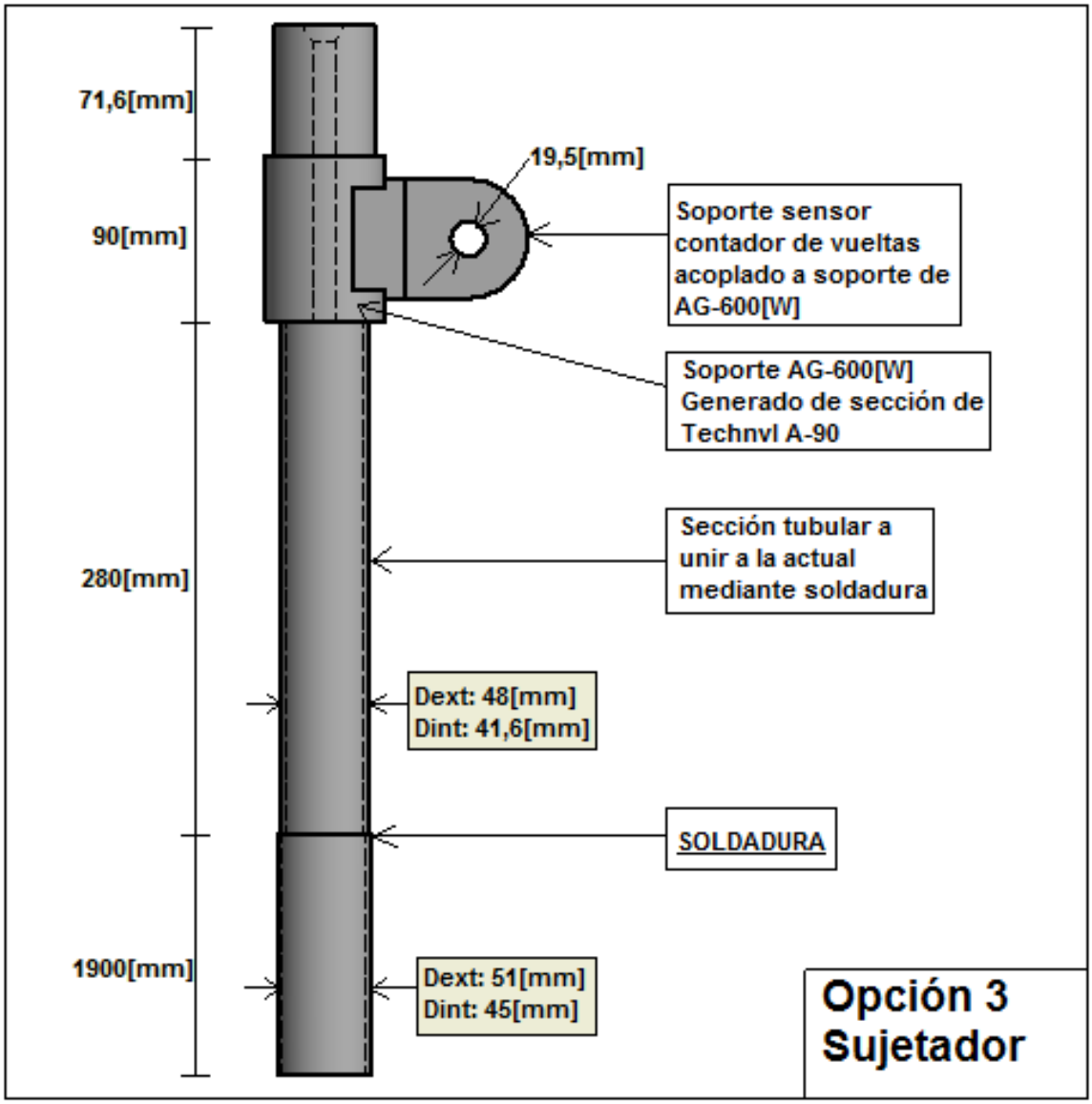
Por lo tanto, los resultados obtenidos a través de la simulación condicen lo esperado según la teoría del perfil de velocidad turbulento en canalizadores rectos.

9.2 ANEXO B: PLANOS DE FABRICACIÓN

A continuación se presentan, de manera formal, los elementos seleccionados para implementar las mejoras en la estructura del SETE en formato Inventor:

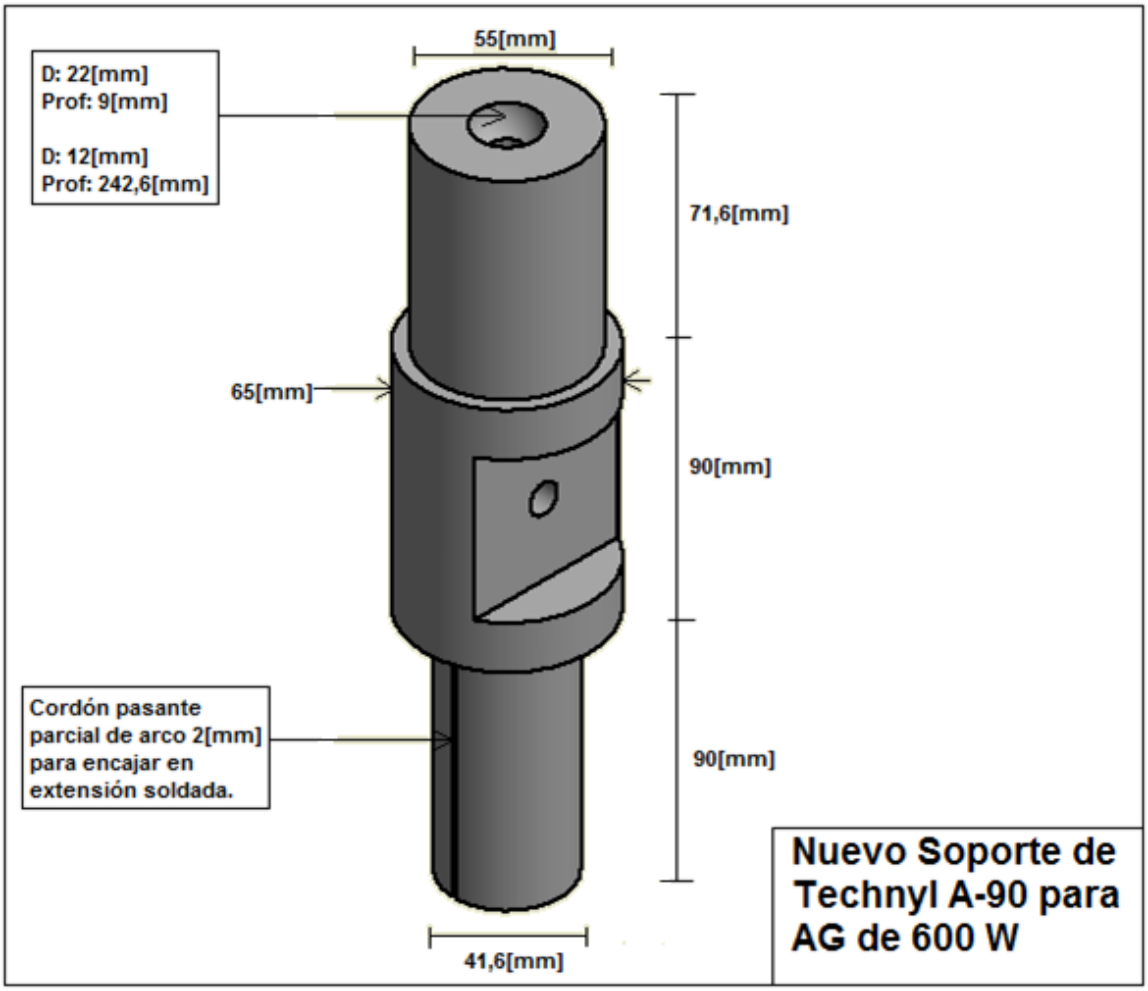
9.2.1 SECCIÓN TUBULAR A SOLDAR

Figura 9.30 Sección tubular a unir a la actual mediante soldadura.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



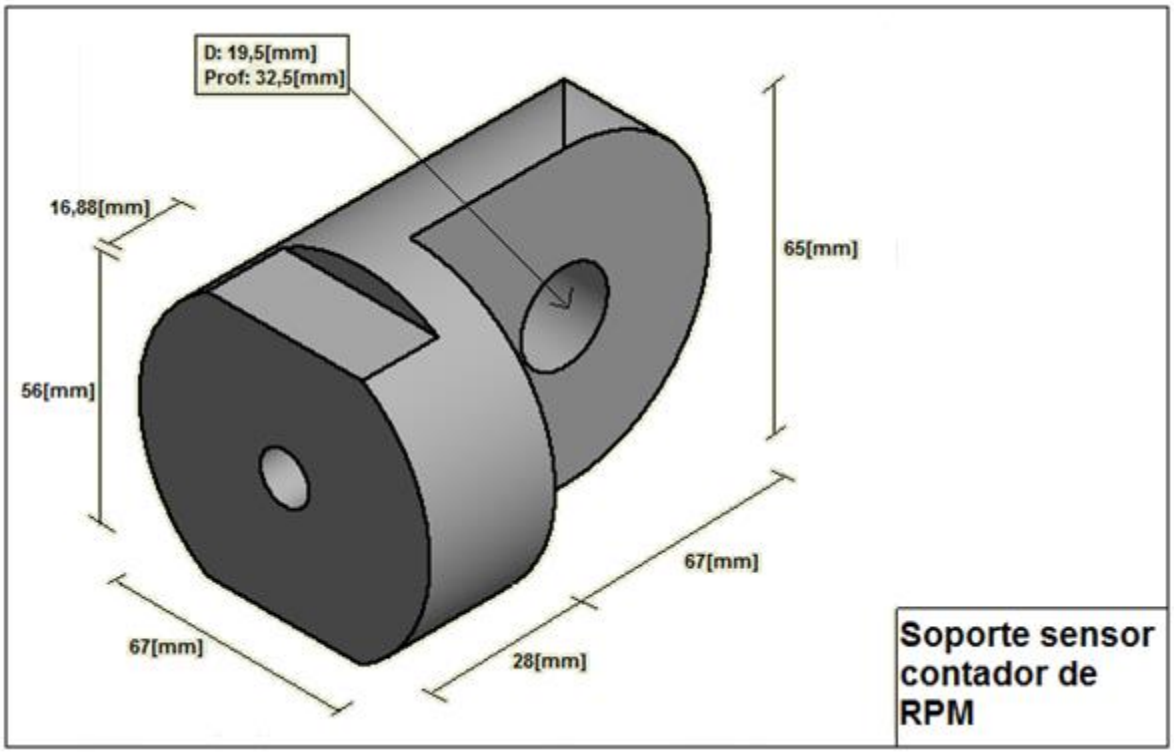
9.2.2 SOPORTE AEROGENERADOR

Figura 9.31 Soporte Aerogenerador de 600[W].
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



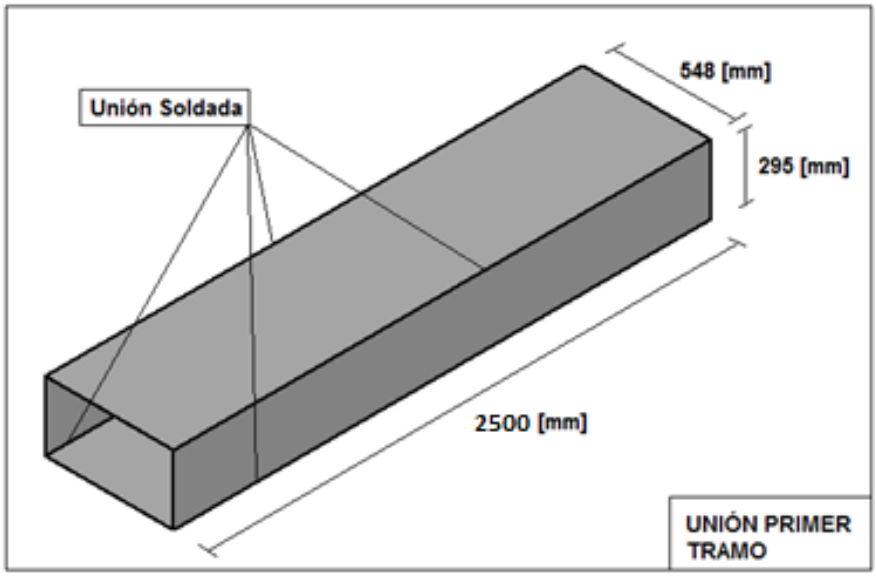
9.2.3 SOPORTE SENSOR CONTADOR DE REVOLUCIONES

Figura 9.32 Soporte sensor contador de revoluciones.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



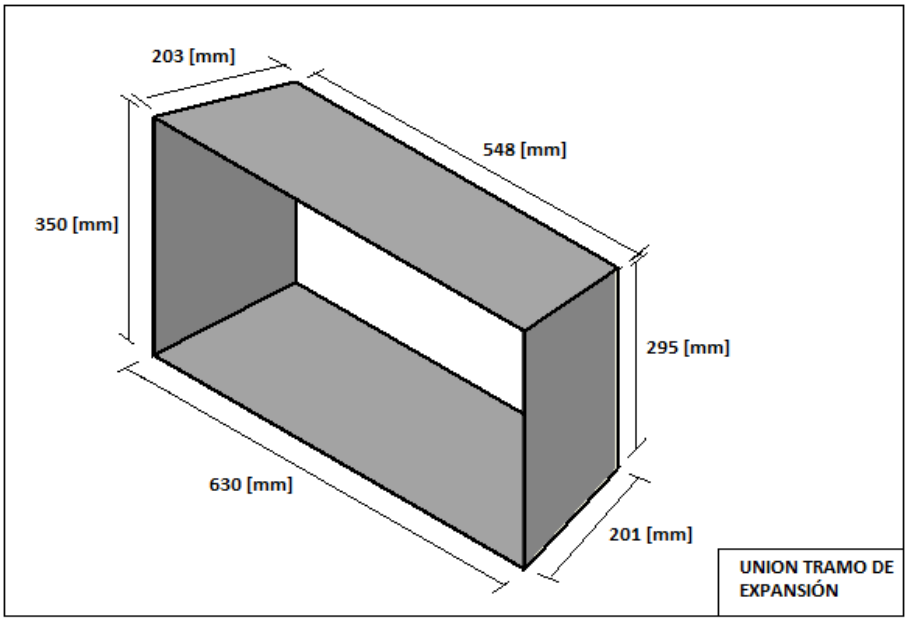
9.2.4 PRIMER TRAMO CANALIZADOR

Figura 9.33 Primer tramo canalizador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



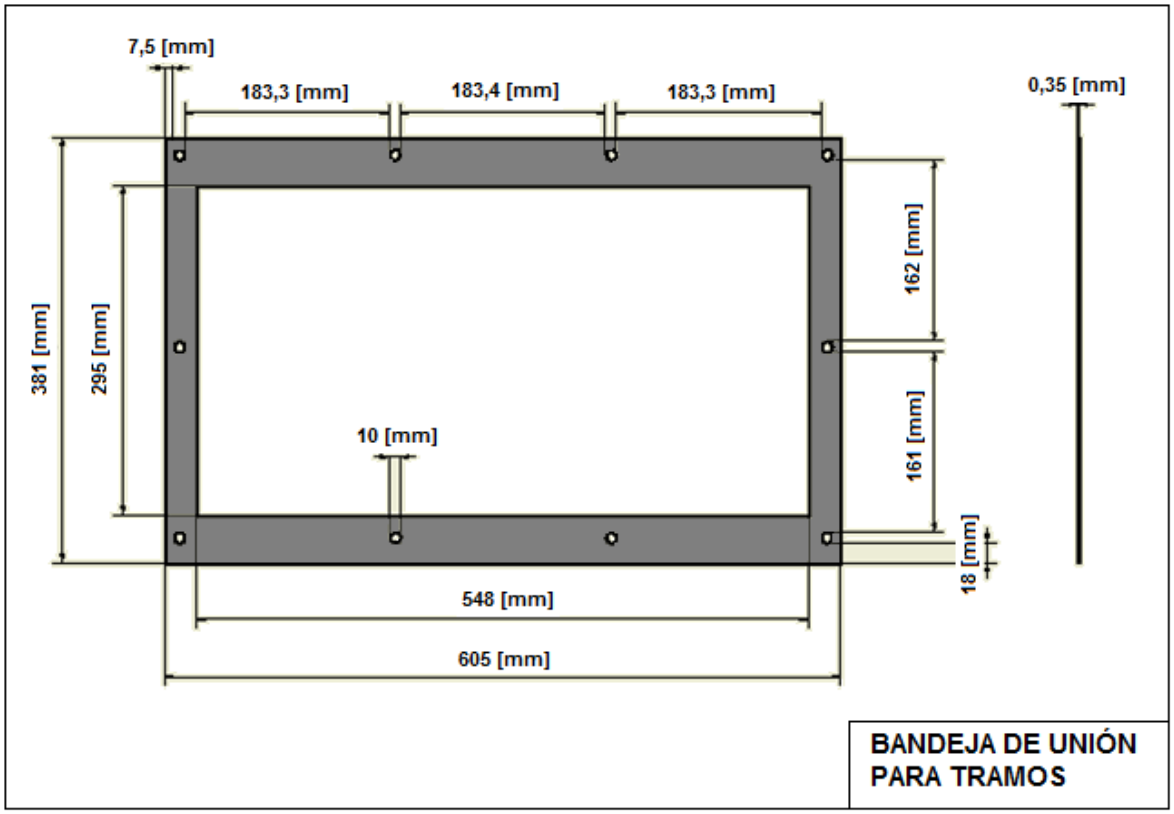
9.2.5 SEGUNDO TRAMO CANALIZADOR

Figura 9.34 Segundo tramo canalizador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



9.2.6 BANDEJAS DE UNIÓN PARA TRAMOS

Figura 9.35 Bandeja para unión de tramos del canalizador.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



9.2.7 INSTALACIÓN COMPLETA

Figura 9.36 Vista Isométrica Instalación de soporte y tramo canalizador en el SETE.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.

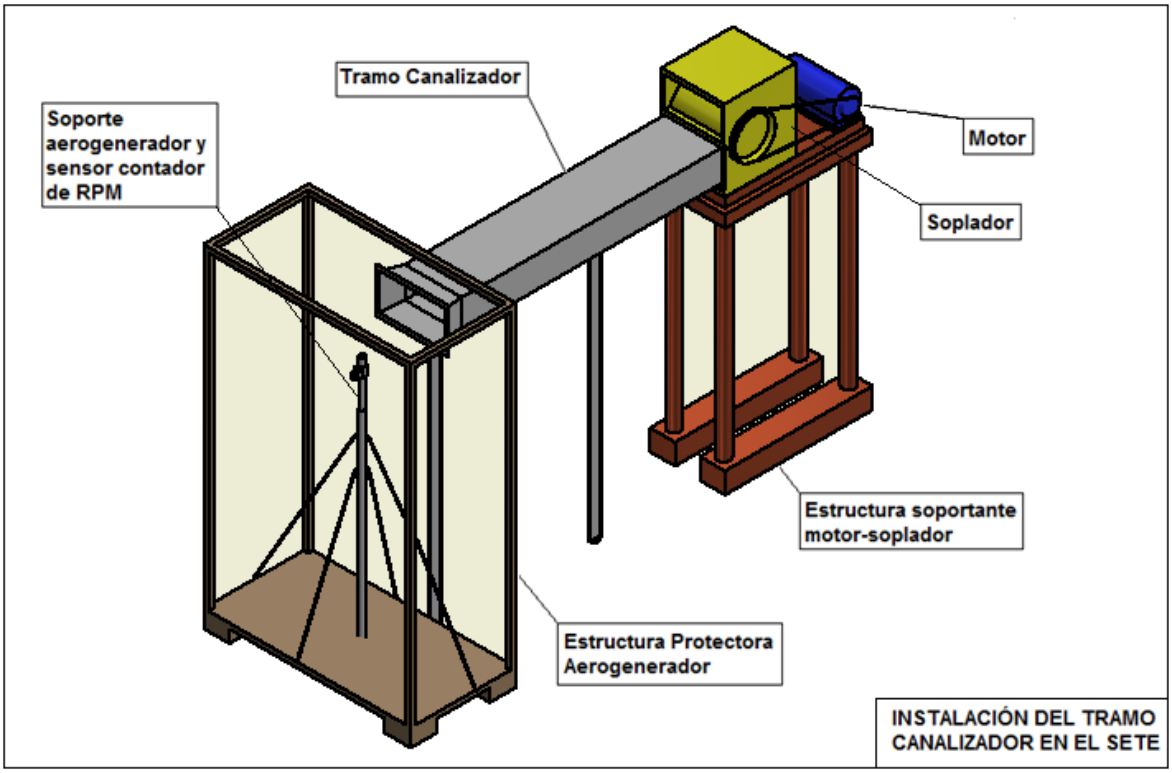
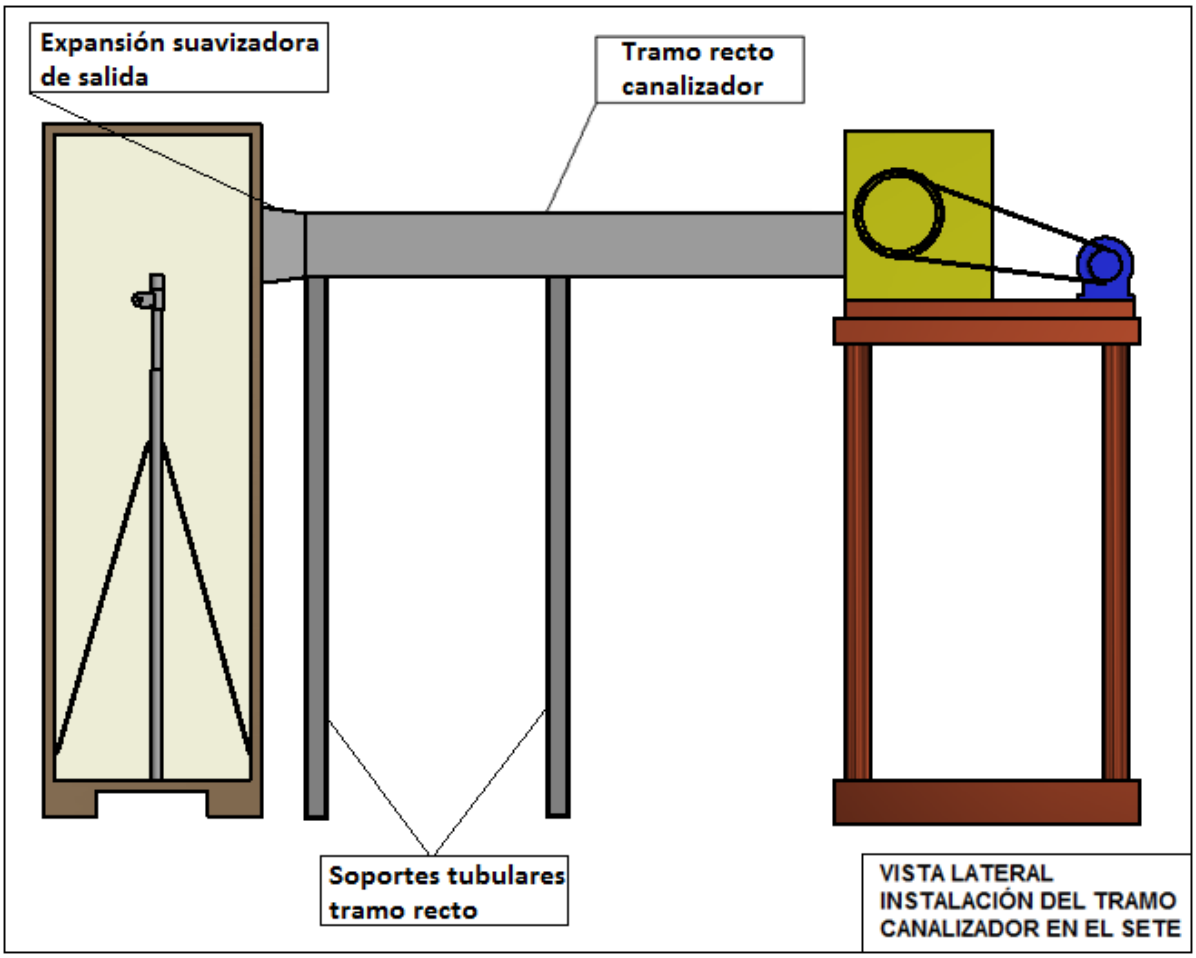


Figura 9.37 Vista lateral instalación de soporte y tramo canalizador en el SETE.
Fuente: Autodesk Inventor Professional 2019.



9.3 ANEXO C: SIMBOLOS DE ENTRADA EN BORNERAS DE TABLERO ELÉCTRICO

A continuación, se presenta, de manera formal, la definición de la representación numérica de los bornes pertenecientes a la región inferior del diagrama del tablero eléctrico (Figura 9.38), para la identificación de las entradas de señales al micro controlador del PLC:

Figura 9.38 Región inferior del tablero eléctrico (bornes).
Fuente: Laboratorio de energías renovables UTFSM sede JMC.

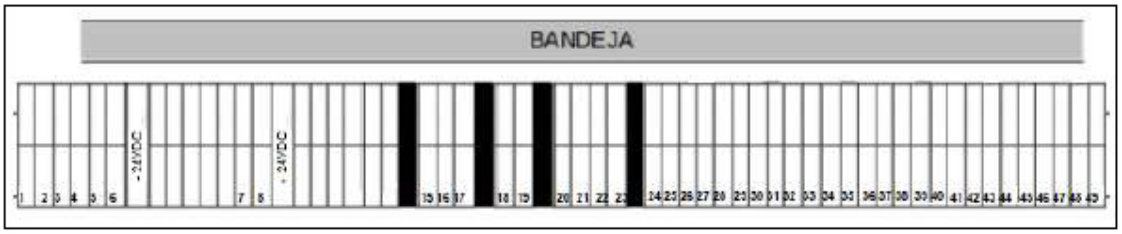


Tabla 9.2 Símbolos de entrada en borneras del tablero eléctrico.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.

Elemento o símbolo	Definición
1	Vin + Turbina
2	Vin – Turbina
3	Entrada 4 Regulador de carga
4	Entrada 3 Regulador de carga
5	Entrada 2 regulador de carga
6	Entrada 1 regulador de carga
-24VDC	Salida de -24[V] DC
7	Terminal V+ Inversor
8	Terminal V- Inversor
+24VDC	Salida de +24[V]
15	Entrada + Anemómetro 1
16	Entrada – Anemómetro 1
17	Entrada V+ Sensor BR100
18	Entrada 0V Sensor BR100
19	Entrada Ouput Sensor BR100
20	Entrada + Anemómetro 2
21	Entrada – Anemómetro 2
22	Entrada Analógica –A1 del PLC-> V - Batería
23	Entrada Analógica +A1 del PLC-> V + Batería
24	Entrada Analógica –A0 del PLC-> Vin –

	Turbina (Cableado Internamente con 2)
25	Entrada Analógica +A0 del PLC-> Vin + Turbina (Cableado Internamente con 1)
26	Entrada Ip+ Sensor de Corriente A2 Arduino-> Línea Inversor (Cableado internamente con 23)
27	Entrada Ip- Sensor de Corriente A2 Arduino-> Cableado internamente a entrada contactor C6
28	Entrada Ip+ Sensor de corriente A1 Arduino-> V+ Batería (Cableado internamente con 23)
29	Entrada Ip- Sensor de Corriente A1 Arduino-> Cableado internamente a entrada contactor C2
30	Entrada Ip+ Sensor de Corriente A0 Arduino-> V+ Turbina (Cableado internamente con 1)
31	Entrada Ip- Sensor de Corriente A0 Arduino-> Cableado internamente a entrada contactor C1
32	Entrada Línea del Inversor
33	Entrada neutro del Inversor
34	Salida Analógica +IW0.0 del PLC (0-10[V])
35	Salida Analógica -IW0.0 del PLC (0-10[V])
36	Entrada Ampolleta 1 DC
37	Entrada Ampolleta 1 DC
38	Entrada Ampolleta 2 DC
39	Entrada Ampolleta 2 DC
40	Entrada Ampolleta 3 DC
41	Entrada Ampolleta 3 DC
42	Entrada V+ Reóstato
43	Entrada V- Reóstato
44	Entrada Ampolleta 1 AC
45	Entrada Ampolleta 1 AC
46	Entrada Ampolleta 2 AC
47	Entrada Ampolleta 2 AC
48	Entrada Ampolleta 3 AC
49	Entrada Ampolleta 3 AC

9.4 ANEXO D: INSTRUCTIVO DE OPERACIÓN DEL SMART GRID - SETE PARA OBTENCIÓN DE RESULTADOS DE PRUEBAS MEDIANTE OPERACIÓN MANUAL.

Para implementar el protocolo de pruebas descrito (tanto preliminar como definitivo) y obtener los resultados requeridos para estudiar el comportamiento del sistema implementado, se debe tener conocimiento de los programas a utilizar para llevar a cabo dichas pruebas (encendido, manejo, muestreo de variables y apagado). Es por lo anterior, que a continuación se presenta la guía de uso para el manejo del Smart-Grid SETE y su método de recopilación de resultados para graficar las variables de interés en las condiciones de prueba (Aerogenerador como única fuente de alimentación a la batería y registro de la generación de potencia del panel solar hacia el inversor híbrido).

9.4.1 INSPECCIÓN VISUAL

Antes de realizar la conexión eléctrica de los componentes del sistema para su utilización, se debe realizar una inspección visual del mismo, verificando el estado de las conexiones eléctricas, pasando desde los interruptores hasta la conexión del PLC con la central madre:

- Los Interruptores (breakers) deben encontrarse en su posición de apagados (de ambos tableros), inclusive los conectados al variador de frecuencia.

- El sistema debe encontrarse sin energía. Para verificar esta condición, se deben revisar los displays y luces en el PLC, Arduino Uno, Inversor Hibrido y variador de frecuencia. Si alguno de ellos se encuentra energizado, se deben apagar antes de realizar cualquier otra acción. En esta inspección inicial queda exento el regulador de carga, dado que se encuentra conectado encima de la batería de ciclo profundo, lo que en palabras simples, significa que debe mantenerse encendido con el propósito de entregar de forma continua energía a la batería.

- En cuanto al estado de los cables, se debe verificar que el cableado se encuentre en buen estado, en específico de los sensores ubicados afuera de los tableros eléctricos (anemómetros y sensor contador de RPM), como también el cable Ethernet (verde) que conecta el Computador con el PLC. Finalmente, se debe verificar que todos los elementos del SETE estén conectados apropiadamente.

9.4.2 ENCENDIDO DEL SISTEMA

Una vez finalizada la inspección visual inicial del sistema, se procede a ejecutar las acciones de encendido del SETE.

9.4.2.1 SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD A LOS TABLEROS ELÉCTRICOS

Para iniciar el encendido del SETE, se debe suministrar con energía eléctrica el sistema de control, en específico, se debe energizar al PLC y al Arduino Leonardo que conforman dicho sistema. Para ello se debe conectar el enchufe macho negro que sale del tablero eléctrico en un enchufe hembra monofásico del laboratorio que posee una cinta verde en la placa (Figura 9.39).

Figura 9.39 Conexión correcta del enchufe del tablero eléctrico al tomacorriente del laboratorio enmarcado con cinta verde.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Debido a diversas características en las conexiones trifásicas de la red eléctrica del laboratorio y la conexión del motor trifásico para la generación del flujo de viento, la alimentación del tablero eléctrico se hará efectiva apropiadamente sólo si se conecta el enchufe macho con el hembra en la posición mostrada en la Figura 9.39.

Descrito de forma técnica, lo anterior significa que la sección del enchufe macho que posee cinta verde va en la dirección con el lado del tomacorriente que tiene dicha cinta.

9.4.2.2 ALIMENTACIÓN DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL

Luego de realizar la conexión de los tableros eléctricos a la red domiciliaria del laboratorio, se deben colocar los interruptores de seguridad (breakers) en posición de encendido (I) para la alimentación de los componentes de ambos tableros.

En la Figuras 9.40 y 9.41 se muestran los interruptores que se deben activar, cuyo orden de activación es de izquierda a derecha en el caso del tablero 1 (Figura 9.40), para luego activar el único interruptor disponible en el tablero 2 (Figura 9.41):

Figura 9.40 Activación interruptores (breakers) a posición ON (I) en tablero 1.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



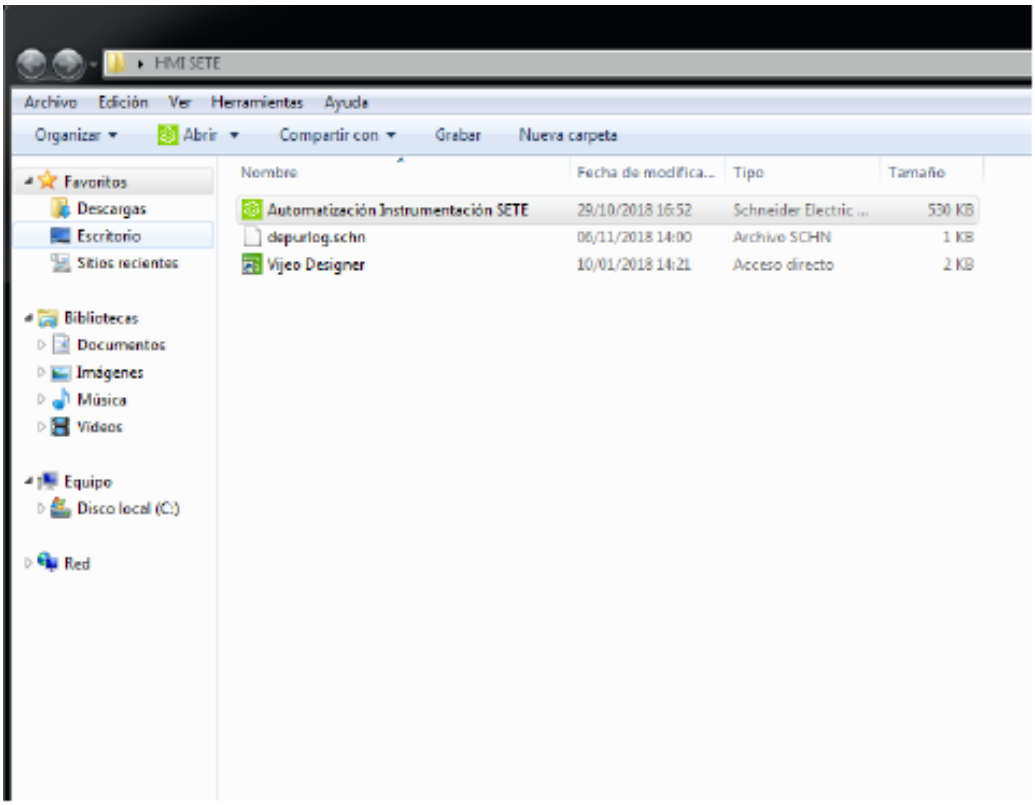
Figura 9.41 Activación de interruptor (breakers) a posición ON (I) en tablero 2.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



9.4.2.3 ENCENDIDO VDF, COMPUTADOR Y PROGRAMAS DE CONTROL

Al encender el computador, se debe acceder a la cuenta "PV 10KW" para el acceso al escritorio, que posee los programas necesarios para el funcionamiento del sistema de control del SETE (conexión y programación del PLC más la interfaz hombre máquina o "HMI"). Una vez en el escritorio, se debe acceder a la carpeta HMI SETE (Figura 9.42), que posee los accesos directos al programa encargado de la conexión y programación del PLC "SoMachine", y al encargado de la realización con ejecución de interfaces HMI para el manejo del sistema por parte del usuario "Vijeo Designer".

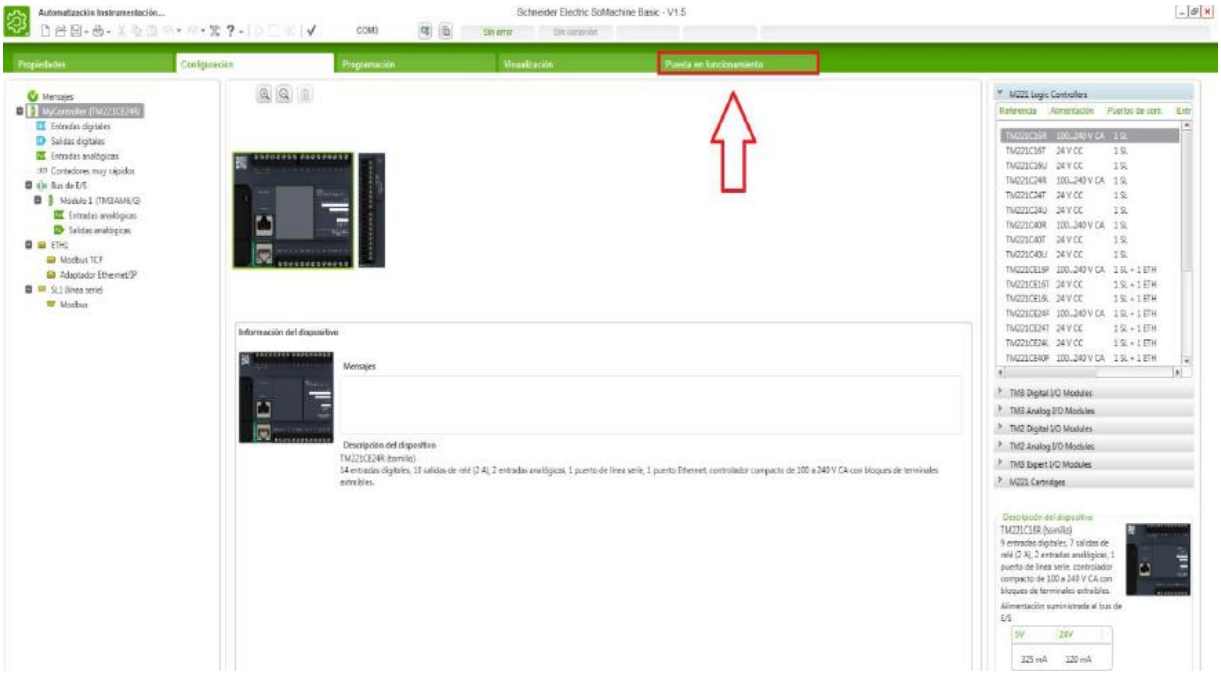
Figura 9.42: Programas para el control del SETE ubicados en el escritorio.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Para la ejecución del sistema de control o el PLC, se debe acceder al programa SoMachine, seleccionando en el ícono "Automatización Instrumentación SETE", que direcciona al código de programación ejecutado mediante el mismo programa. La finalidad de esto es permitir el acceso del computador a la lectura de las variables del PLC para ser mostrados por el Software encargado de la interfaz hombre-Máquina: Vijeo Designer.

Una vez abierto el programa en el computador, se muestra una pantalla que señala distintas opciones de configuración del PLC para el usuario. En primer lugar se debe permitir la comunicación con el controlador, para ello se debe seleccionar la pestaña "Puesta en funcionamiento" como se ilustra en la Figura 9.43:

Figura 9.43 Pantalla de inicio del programa SoMachine y acceso a Puesta en funcionamiento.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

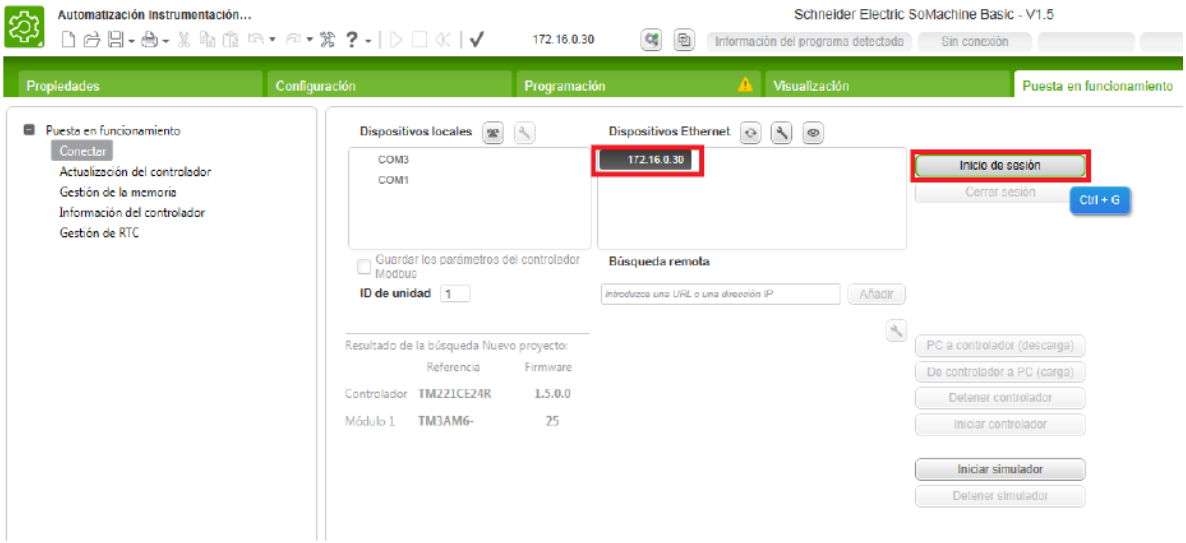


Luego de seleccionar la puesta en funcionamiento, aparecerán en pantalla varias opciones (tanto locales como de puerto Ethernet) para la conexión del dispositivo con el PLC. El Controlador se encuentra conectado al computador mediante un cable Ethernet, por lo que se debe seleccionar dicha conexión, pichando la dirección "IP 172.16.0.30" (dirección asignada para el PLC).

Seleccionada dicha dirección, se debe pulsar en "Inicio de sesión", que se encarga de poner en marcha la conexión entre el computador y el PLC para la lectura de los datos y el estado de las variables del controlador. Dicha operación tarda varios segundos y termina cuando, en la pantalla, se muestra un mensaje indicando que los programas, tanto del PLC como del SoMachine, son idénticos.

En la Figura 9.44, se ilustra la opción “Puesta en funcionamiento” junto con los íconos que se deben pulsar:

Figura 9.44 Establecimiento de la comunicación del PLC con el computador para la lectura de la variables.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Algunas observaciones sobre el procedimiento de detección del programa en el computador dicen lo siguiente:

- Si, en el término del proceso de inicio de sesión (comunicación), aparece un mensaje indicando diferencias entre los programas del PLC y SoMachine, se debe seleccionar la opción “De controlador a PC”, que carga el programa que está guardado en el controlador para ser visualizado en SoMachine sin afectar en el funcionamiento del SETE, conservando el estado previo antes de su último apagado.

- En cuanto a la selección de los dispositivos Ethernet, la dirección IP sólo aparecerá cuando el programa SoMachine haya reconocido correctamente el dispositivo conectado, operación que puede tardar hasta 1 minuto, por lo que, si la dirección no se encuentra detectada o reconocida, no se puede iniciar la conexión.

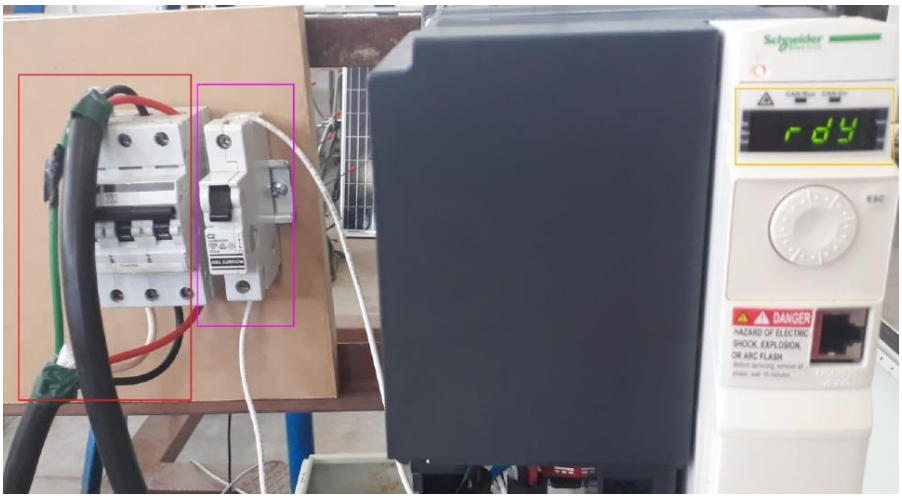
- En caso de que el tiempo de detección (desde la ejecución del programa) sobrepase los 2 minutos, y no aparezca la dirección IP del PLC, se debe revisar el cable de conexión para cerciorarse de que esté en buen estado y conectado en los terminales

Ethernet del PLC y el computador respectivamente. Si, luego de este procedimiento, el problema persiste, reiniciar el programa cerrándolo y accediendo nuevamente.

Con el sistema de control accionado, y la conexión entre el PLC y la central madre establecida, lo que sigue es poner en marcha el variador de frecuencia antes de su manipulación desde la interfaz HMI (mediante Vijeo Designer). Para ello se debe activar el interruptor de seguridad trifásico, cuya misión es energizar aguas abajo, tanto el variador de frecuencia (VDF) como el motor eléctrico que alimenta al soplador.

El funcionamiento del variador de frecuencia es el esperado cuando, en su pantalla LCD verde, aparezca la palabra "rdy" (listo) como se muestra en la Figura 9.45:

Figura 9.45 Encendido variador de frecuencia, junto con el interruptor trifásico (recuadro rojo), interruptor para control remoto del variador mediante señal analógica (recuadro morado), y display LCD del variador de frecuencia (recuadro amarillo).
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

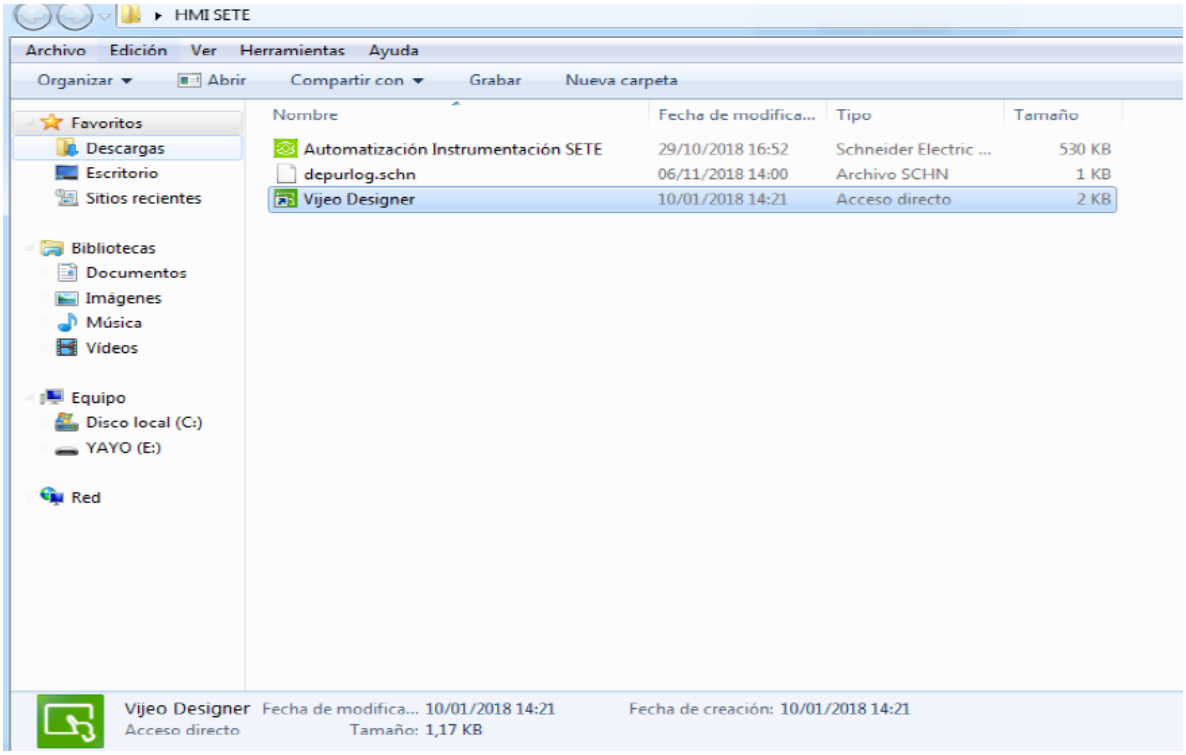


Algo que destacar de la Figura 9.45 es que existe otro interruptor, que se encuentra al costado del trifásico. Este tiene como propósito activar el modo de control remoto del variador mediante señal analógica proveniente desde el PLC, en consecuencia, el interruptor permite el control a voluntad del VDF, y en extensión del SETE mediante la interfaz HMI.

Dicho interruptor debe ponerse en posición "ON" una vez que se haya ejecutado con éxito la interfaz HMI en el programa Vijeo Designer (su activación no es anterior a esto por medidas de seguridad del sistema).

Para finalizar el accionamiento de los programas, se debe realizar la puesta en marcha de la interfaz HMI, para esto se accede al programa Vijeo Designer cliqueando el ícono que contiene mismo nombre (Figura 9.46).

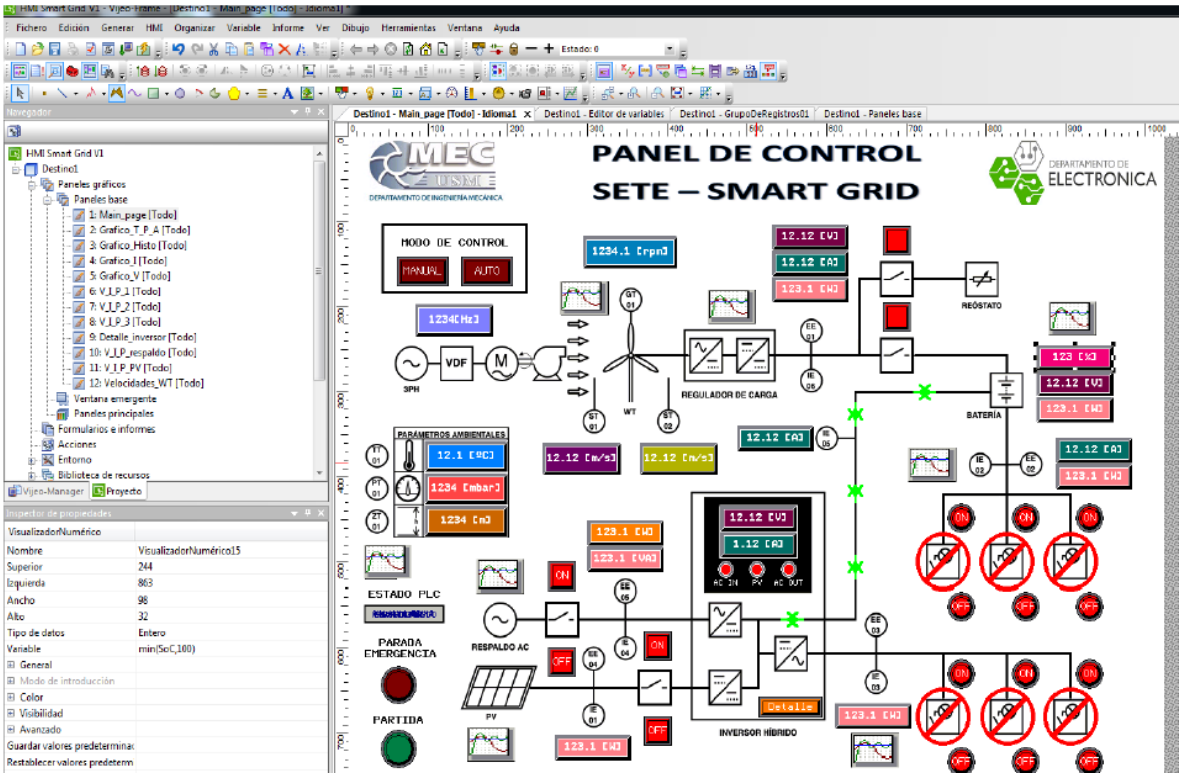
Figura 9.46 Acceso al programa Vijeo Designer.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Una vez abierto el programa, el ícono pulsado direcciona la central madre de forma inmediata a un archivo denominado “Proyecto pruebaa2”, que es la interfaz HMI realizada para el SETE.

Vijeo Designer abre los archivos en modo de edición. Esto se vuelve notorio debido a las diversas ventanas y opciones de edición graficas que se ilustran a la vista, como se muestra en la Figura 9.47:

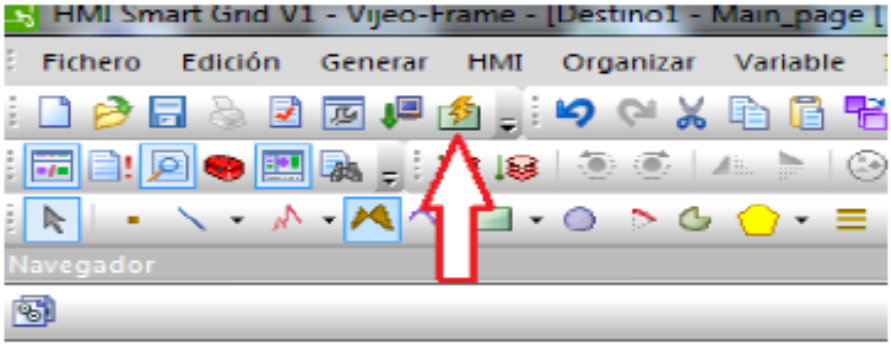
Figura 9.47 Interfaz HMI del SETE en modo de edición gráfica.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Debido a que el programa abierto se encuentra en modo de edición, no es recomendable realizar alguna modificación gráfica, esto incluye modificar la posición o tamaño de los elementos gráficos, debido a que el programa está orientado más al diseño de interfaces HMI en pantallas táctiles, por lo que la ventana de edición y ejecución es de menor resolución (1024x768 pixeles) que el tamaño de las ventanas que puede proyectar un monitor de computador.

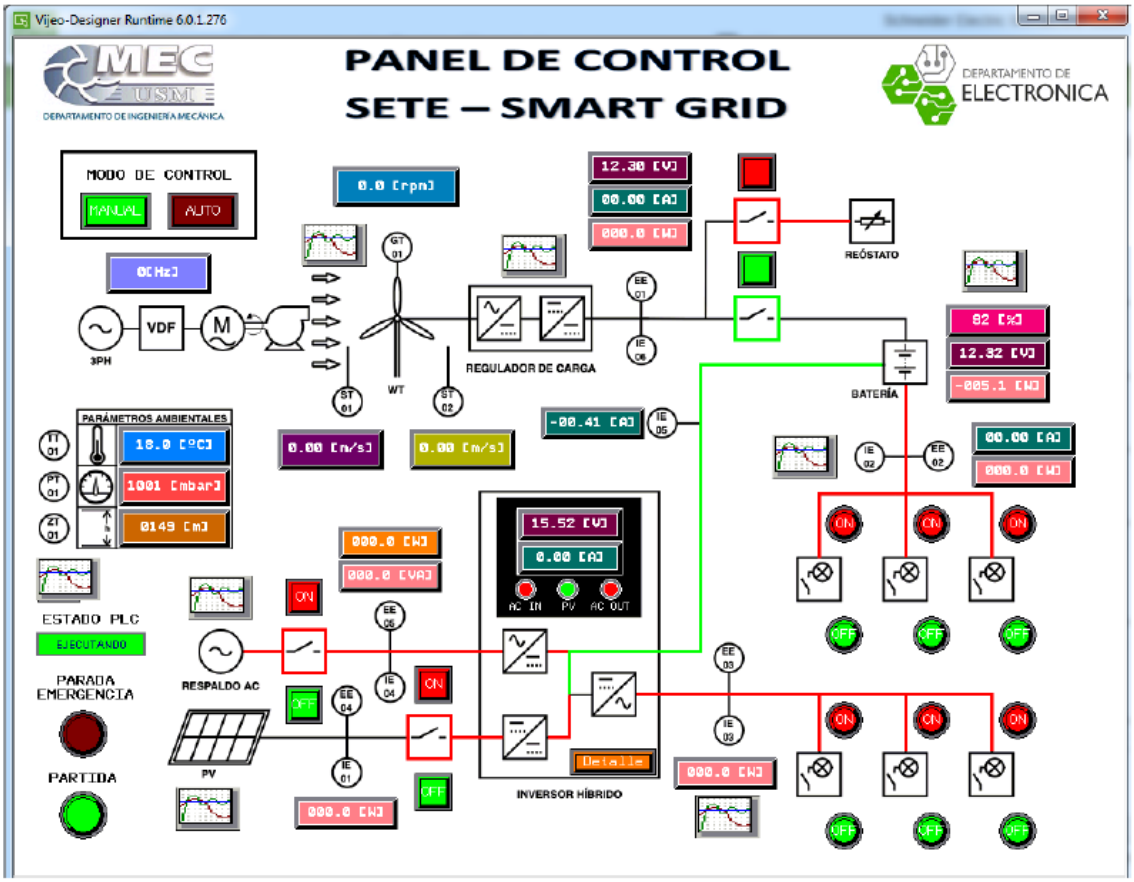
Para la ejecución de la interfaz HMI, en el sector superior izquierdo de la ventana de edición del programa, se debe pulsar el ícono “Simular”, el cual se encarga de realizar la compilación y ejecución de dicha interfaz (Figura 9.48).

Figura 9.48 Ejecución de la interfaz HMI desde el modo de edición de Vijeo Designer.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Lo anterior decanta en una ventana de visualización, que es la interfaz HMI del Smart-Grid SETE para las pruebas, ilustrada en la Figura 9.49.

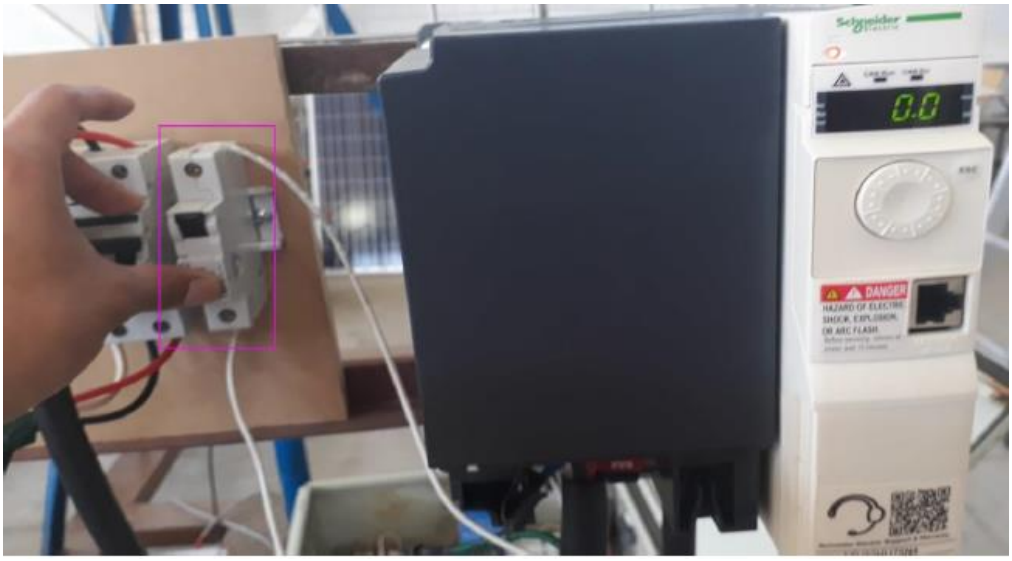
Figura 9.49 Interfaz HMI del Smart-Grid SETE ejecutada.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Finalmente, para realizar el manejo del SETE a voluntad, se debe accionar el interruptor monofásico que se encuentra al costado del variador de frecuencia, para permitir el control remoto de dicho dispositivo (ver Figura 9.45, recuadro fucsia). Esto proporciona una forma de manejo eficaz de la interfaz, mediante la regulación de la velocidad de giro del motor, lo que, en consecuencia, afecta de forma directa al flujo de viento proporcionado por el soplador, y por ende al manejo de las pruebas según el protocolo implementado.

En la Figura 9.50 se ilustra el interruptor que se debe accionar, además del estado del variador de frecuencia, que indicará a través de su display LCD la frecuencia eléctrica que proporciona al motor trifásico (desde 0 hasta 50 [Hz], según el rango de trabajo del variador).

Figura 9.50: Activación de modo de control remoto del variador de frecuencia por medio del interruptor monofásico (recuadro fucsia).
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

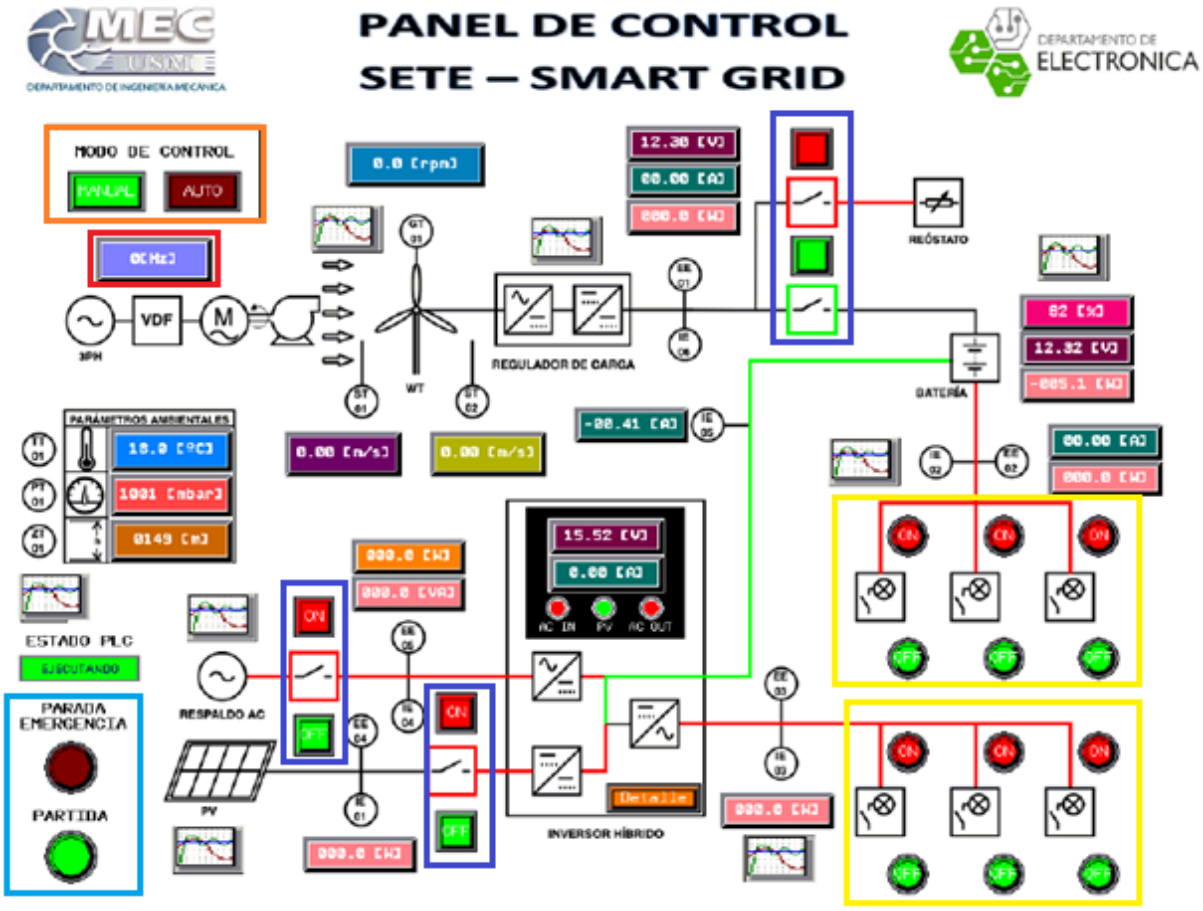


9.4.3 MANEJO DEL SMART GRID - SETE DESDE LA INTERFAZ HMI

9.4.3.1 PULSORES DE CARGA-DESCARGA

En la interfaz existen íconos que permiten controlar los diversos componentes del Smart grid - SETE (Figura 9.51).

Figura 9.51 Ubicación botones e iconos para el control de sistema en la interfaz HMI.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



A modo de comprender el funcionamiento estos, se remarcan, en rectángulos, los pulsores fundamentales para realizar el ciclo de carga-descarga del Sistema general. El detalle de cada uno se puede apreciar en la tabla 9.3:

Tabla 9.3 Detalle íconos de control para realizar el ciclo de carga-descarga del SETE
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.

Rectángulo	Detalles
Naranjo	En los sistemas de esta naturaleza, es necesario contar con 2 opciones de operación: manual y automática. En el caso de los ensayos correspondientes al protocolo de pruebas implementado, el rectángulo naranja permite al usuario seleccionar el modo de operación requerido según sus necesidades. Cuando se activa un botón este queda en verde (manual), mientras que la otra opción se mantiene en rojo (automático).
Rojo	Para hacer funcionar el SETE, el pulsor encerrado en el rectángulo rojo se vuelve fundamental, ya que permite al usuario definir la velocidad de giro del motor, y en consecuencia, la velocidad del viento, digitando la frecuencia eléctrica que alimentará al sistema por medio del VDF.
Azul	Los tres rectángulos de color azul tienen el rol de permitir o frenar el flujo de corriente generada por el sistema, ya sea por medio del SETE a la batería o el panel fotovoltaico y la fuente de respaldo al inversor híbrido. Son materializados físicamente por contactores y el usuario puede seleccionar a través de ellos la potencia generada, ya sea a la batería o al inversor (en el caso de permitir paso del flujo), o al reóstato (en caso de no permitirlo), como también la elección de las cargas que se desean alimentar. Los rectángulos correspondientes a la entrada del inversor híbrido no poseen reóstato en el esquema, por ende, se les describe con “ON” cuando el paso está activado y con “OFF” cuando no lo está (ambos botones se colocan en verde cuando son seleccionados, en el caso de la figura demostrativa, es OFF el que está activado tanto para el panel como para la fuente de respaldo).
Amarillo	Señala la existencia de interruptores para el encendido y apagado de ampolletas según lo desee el usuario, cada ampolleta tiene asociados dos pulsores (ON y OFF).
Celeste	En el rectángulo de color celeste se puede apreciar la parada de emergencia del sistema, contar con esta herramienta es clave puesto que, ante cualquier complicación en los ensayos, utilizar este pulsor permite detener todas las funciones que el SETE se encuentre efectuando. Cuando el sistema es requerido para las pruebas, este botón debe estar en rojo, mientras que el pulsor de partida debe estar en verde.

9.4.3.2 CICLO DE ACCIONAMIENTO PARA PRUEBAS EN EL AEROGENERADOR

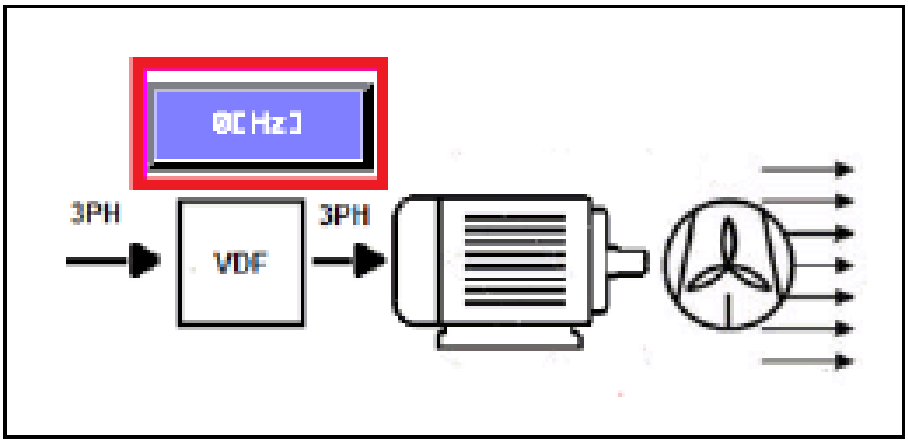
Una vez estudiados los pulsores asociados a la carga y descarga de energía en el sistema, es importante detallar, de acuerdo a las variables de control de los componentes, la utilización de la interfaz y su ciclo de accionamiento para las pruebas en el aerogenerador.

9.4.3.2.1 AEROGENERADOR

Con el objetivo de generar potencia hacia el banco de baterías, se hace funcionar el aerogenerador instalado para las pruebas. Para cumplir esta misión, en primer lugar, se debe impedir que la fuente de respaldo y el panel fotovoltaico alimenten al inversor hibrido, porque este influye en la carga de la batería, y podría entregar resultados poco concluyentes en cuanto a la generación de potencia y porcentaje de carga de la batería se refiere. Si se vuelve a poner atención a la Figura 9.51, se puede apreciar que la interfaz se encuentra en las condiciones requeridas para que el aerogenerador sea el único equipo que genere corriente al banco de alimentación de las cargas, por lo tanto, la configuración inicial se completa y el sistema se encuentra listo para funcionar según el protocolo de pruebas.

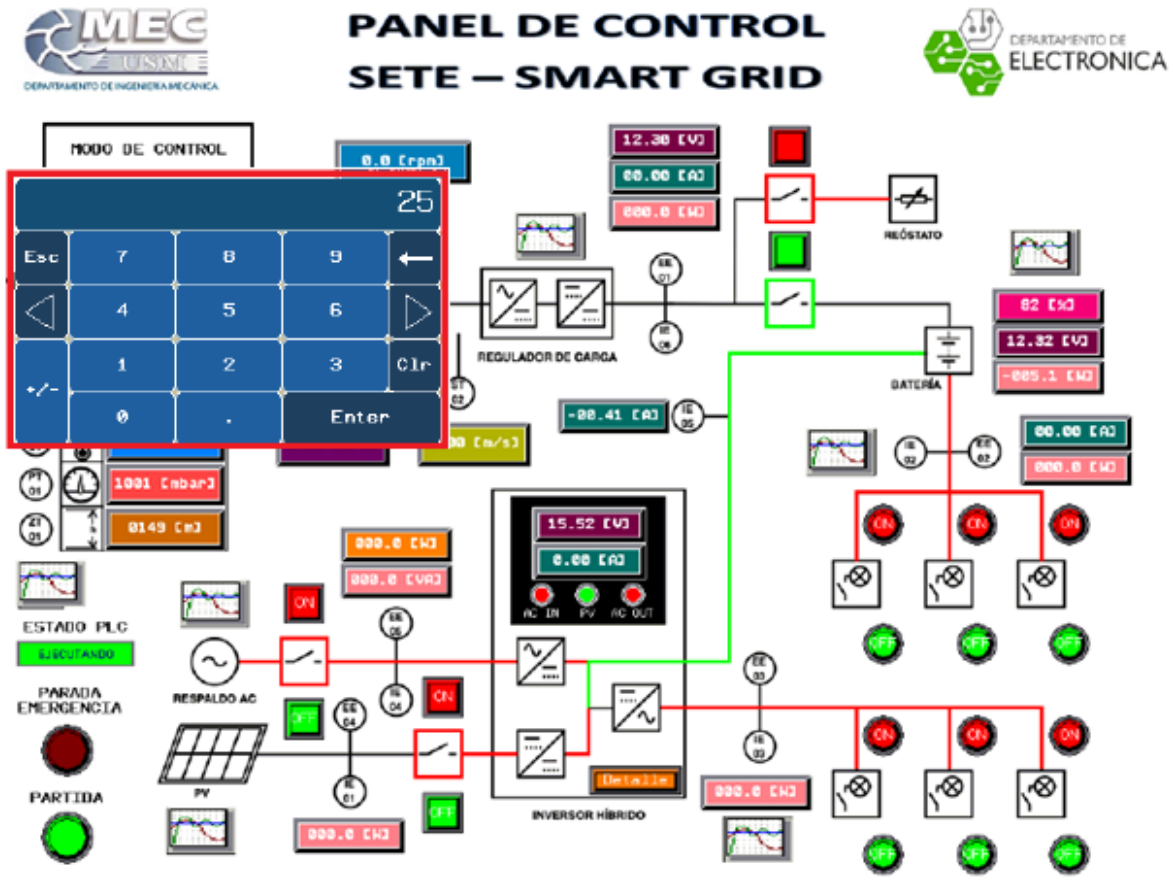
Para iniciar la generación de potencia, se debe establecer la frecuencia a la que se alimenta el motor eléctrico que conecta al soplador para generar el flujo de viento mediante el sistema motor-soplador. La velocidad de dicho flujo es proporcional a la frecuencia proporcionada por el VDF. El ícono que debe pulsar el usuario, para señalar numéricamente la frecuencia eléctrica del motor trifásico se muestra en la Figura 9.52:

Figura 9.52 Botón a accionar por el usuario (recuadro rojo) para la transmisión del flujo de viento.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Al momento de pulsar el botón, se despliega una ventana (pop-up) simulando un teclado numérico en la pantalla para digitar la frecuencia con la que el variador alimentará al motor trifásico (como se muestra en la Figura 9.53). Los valores a ingresar se encuentran entre 0 (detenido) y 50[Hz] (velocidad máxima del viento proporcionada por el soplador de aproximadamente 25 [m/s]) en formato numérico entero. Luego de ingresar dicho valor, se debe presionar la tecla Enter, lo que provocará el cerrado inmediato del teclado, haciendo que el motor empiece a girar a la frecuencia indicada.

Figura 9.53 Despliegue teclado numérico (recuadro rojo) para establecer la frecuencia de giro del motor.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Adicionalmente, es posible visualizar la frecuencia de giro del motor mirando el display LCD del variador como método de verificación de que la interfaz se encuentra funcionando correctamente.

No está de más recordar que el programa Vijeo Designer, al estar orientado al desarrollo de interfaces HMI en pantallas táctiles, no permite el ingreso de datos o números mediante el

teclado del computador, solamente lo permite presionando con el mouse los números del teclado numérico desplegado en la pantalla.

En el display LCD del variador de frecuencia se muestra la frecuencia eléctrica con la que es alimentado el motor. En funcionamiento normal, el display mostrará los valores de la frecuencia con signo negativo, dicho signo indica que el motor está girando en sentido inverso con la finalidad de que el soplador acoplado al motor realice exactamente dicha función, y no la de extracción de flujo.

Si, luego de ingresar el valor para la frecuencia eléctrica en el teclado, el motor no gira o no varía su velocidad, se debe verificar el valor que se muestra en el display LCD del variador de frecuencia. En el caso de que el valor ingresado en el computador y el mostrado en el display difieran (en valores absolutos), se debe verificar que los cables conectados al módulo de expansión de entradas y salidas análogas del PLC se encuentren bien conectados (Módulo de expansión TM3AM6). Si el display LCD muestra la palabra rdy (listo), significa que el variador está funcionando óptimamente, pero probablemente no se encuentre activado el modo de control remoto (desde la HMI), por lo que se debe activar el interruptor monofásico para habilitar dicho modo (como se apreció en la Figura 9.50).

Una vez el sistema se encuentre funcionando, la interfaz mostrará los valores de ciertos parámetros influyentes en el accionamiento del aerogenerador, como lo son la velocidad del viento antes y después de impactar al mismo, la velocidad de giro de sus álabes, el voltaje, la corriente y potencia generada.

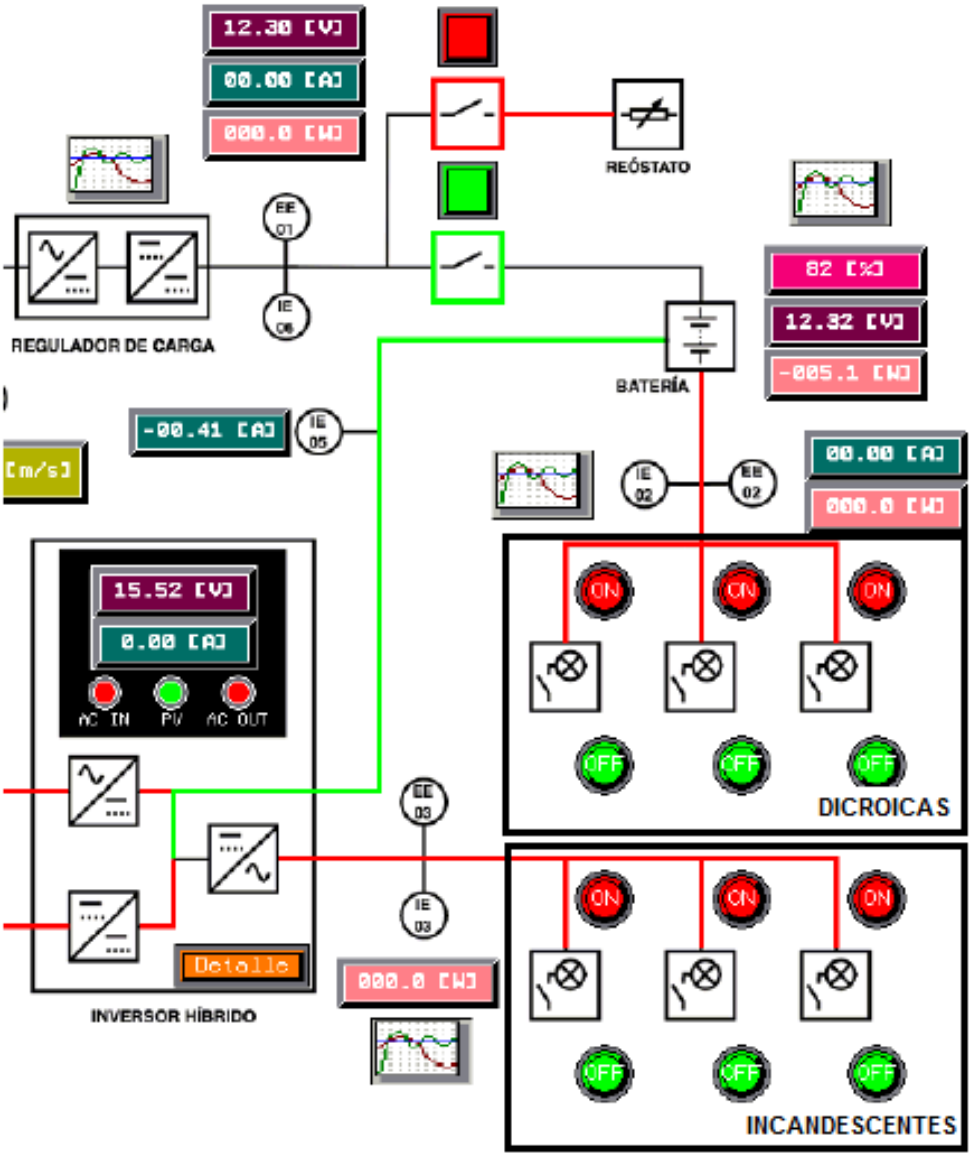
Las lecturas de la velocidad de viento a la entrada y salida del aerogenerador, se realizan mediante anemómetros con forma de aerogenerador vertical tipo Savonius, mientras que la velocidad de giro de los álabes es medida mediante el sensor contador de vueltas, los 3 sensores tienen la particularidad de ser externos al sistema como método de apoyo para las pruebas requeridas en el protocolo.

9.4.3.3 METODO DE CARGA-DESCARGA

Como función adicional al protocolo de pruebas, se puede utilizar la energía acumulada en el banco de baterías para alimentar el banco de cargas. Para el encendido y apagado de las ampolletas, en primer lugar se debe verificar que la posición del primer contactor, ubicado en la salida del aerogenerador, se encuentre direccionando el flujo de corriente al regulador de carga y a la batería (esto ocurre cuando el botón verde se encuentra abajo y el rojo arriba) en la interfaz HMI. Lo anterior permite que la turbina eólica cargue la batería para garantizar un suministro continuo de energía eléctrica a las ampolletas que se desean encender (dicroicas alimentadas en DC, o ampolletas incandescentes alimentadas en AC por medio del inversor híbrido).

Para el encendido de las ampolletas dicroicas o incandescentes, basta con pulsar los botones correspondientes a cada una de las bombillas representadas en la interfaz. Debido a que el inversor híbrido se encuentra encendido, este recibe carga desde la batería en forma continua, y la transforma en corriente alterna para encender las ampolletas incandescentes; mientras que las dicróicas, al recibir corriente continua de la batería, sólo necesitan pulsar sus botones ON (ya que en la Figura 9.54 se encuentran en estado OFF).

Figura 9.54 Pulsores de encendido y apagado de las ampolletas dicroicas e incandescentes.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM Sede JMC.



Mientras la batería se encuentre cargada, el sistema puede entregar energía a las 6 ampolletas de forma simultánea sin problemas aparentes. Sin embargo, hay que tener en consideración que el inversor híbrido está constantemente quitando energía a la batería si es que no se encuentra recibiendo potencia desde la fuente de respaldo o el panel fotovoltaico, por lo que puede suceder que el sistema deje de suministrar energía para el encendido de las ampolletas debido a la falta de carga de este.

9.4.4 RECOPILACIÓN DE RESULTADOS

Una vez el sistema se encuentre en funcionamiento (comprobando que sea capaz de entregar resultados concretos para las pruebas según las variables de estudio previamente definidas), es momento de definir el método de recopilación de los datos captados por los sensores instalados.

En primer lugar, se debe realizar la prueba según el protocolo indicado, es decir, realizar las variaciones correspondientes de frecuencias mediante el teclado ilustrado en la figura 9.53.

Paralelamente, se deben cronometrar los tiempos de variación de la velocidad de giro del motor para la obtención de las gráficas demostrativas de las variables de interés indicadas los capítulos IV y VII, donde se obtienen los resultados pre y post mejoras del sistema.

9.4.4.1 METODO DE RECOPILACIÓN

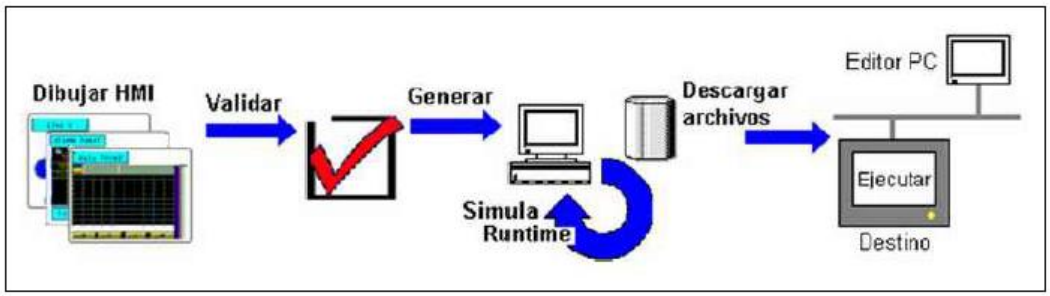
El método de recopilación se realiza mediante un sistema de control, supervisión y adquisición de datos (SCADA), proporcionado por el programa Vijeo Designer, implementado en la central madre del sistema (PC).

Este sistema de control, se encarga de proveer toda la información que se genere durante las pruebas, ofreciendo los datos en formatos legibles como tablas según el nivel de acceso de cada usuario, sea este un operador, supervisor o mantenedor del Smart grid-SETE.

9.4.4.2 HISTORIZACIÓN DE VARIABLES MEDIANTE SCADA

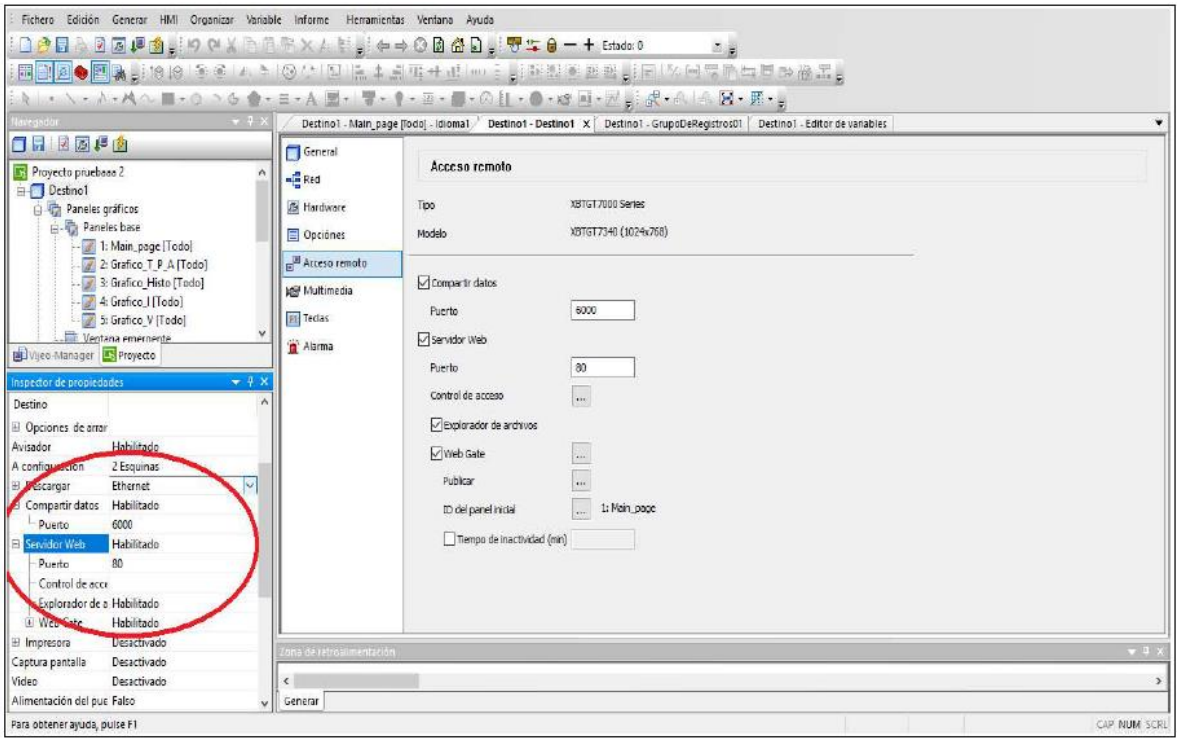
Después de desarrollar la interfaz HMI, se puede descargar el proyecto en la máquina de destino y ejecutar la aplicación de usuario para obtener un registro histórico de variable en la interfaz (Figura 9.55).

Figura 9.55 Representación general para obtención del registro de variables.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



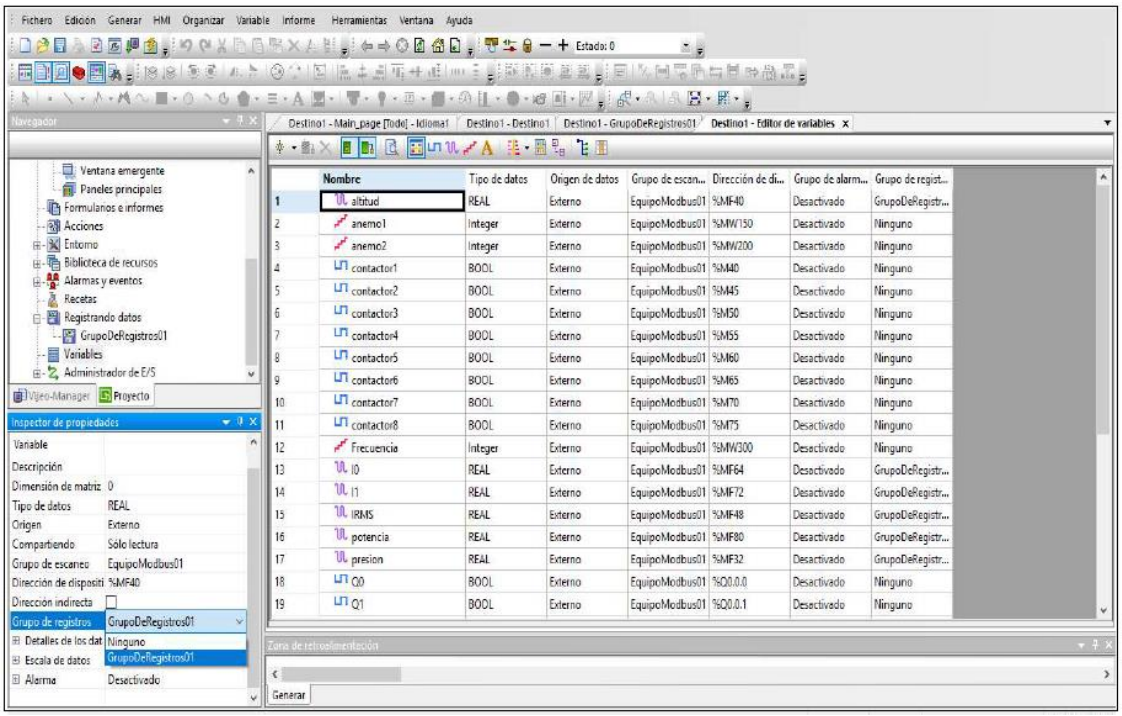
Inicialmente se debe acceder a las propiedades de la máquina de Destino del proyecto en el software Vijeo Designer, para habilitar el Servidor, y la dirección web que permitirá visualizar, a través de un Servidor Local, el registro de las variables deseadas (Figura 9.56).

Figura 9.56 Paso 1 Configuración de dirección web.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



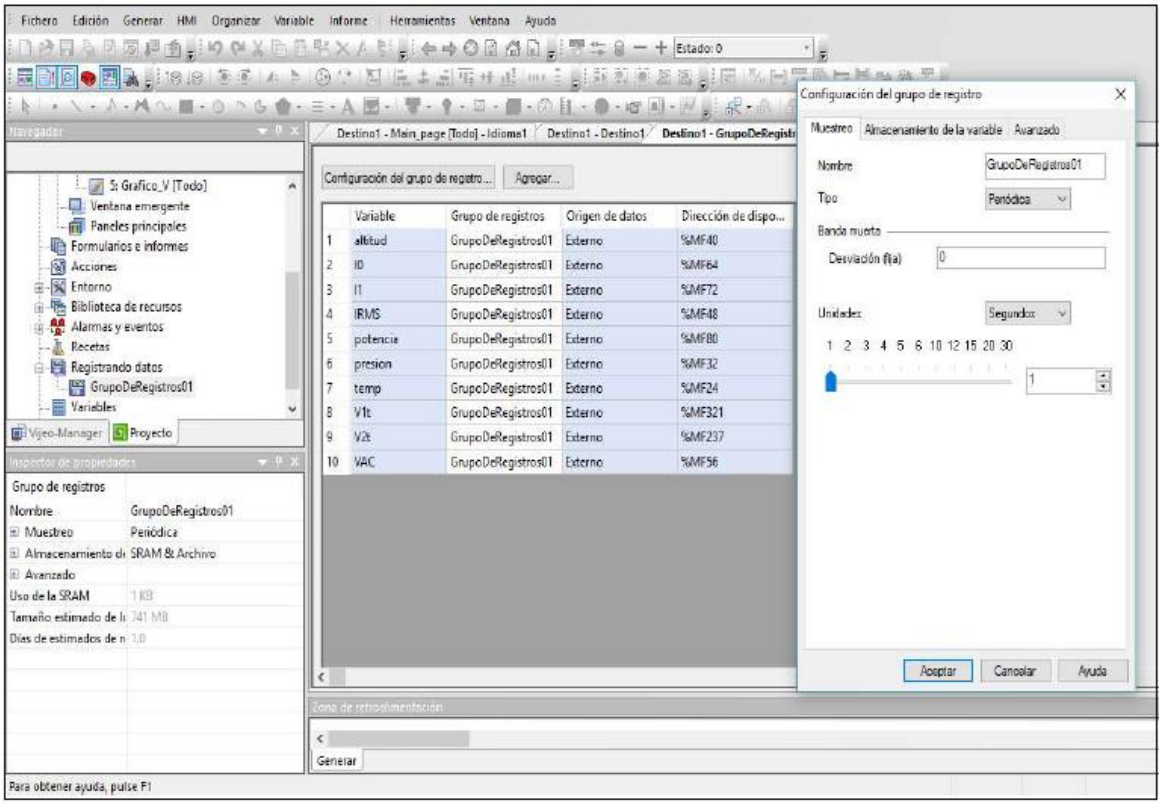
Posteriormente se debe acceder a la sección de variables, para luego asignarla a un grupo de registro, como se muestra en la Figura 9.57 (repetir este procedimiento con cada variable que se desea registrar históricamente):

Figura 9.57 Paso 2 Configuración de dirección web.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



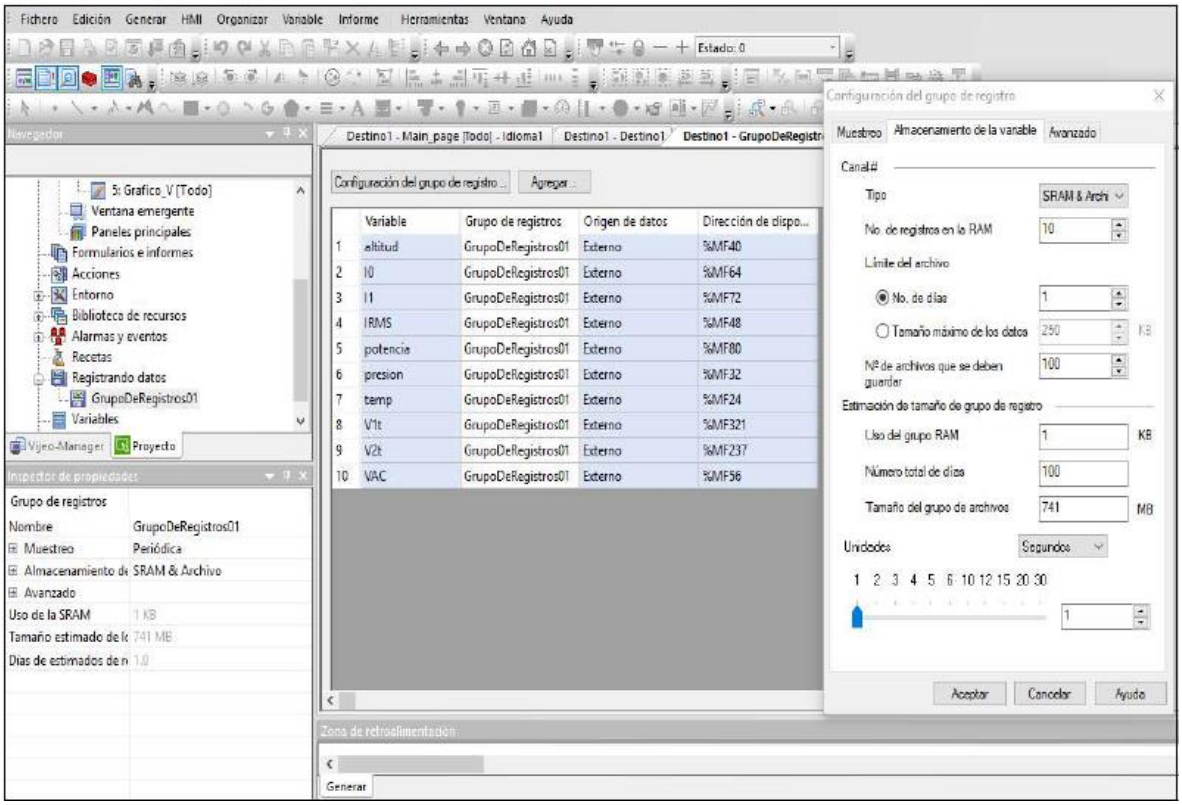
Luego de que se asignen todas las variables de interés a la sección de grupo de registros, se debe configurar dicho grupo como se observa a continuación:

Figura 9.58 Paso 3 Configuración de dirección web.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



El registro de las variables puede ser de dos tipos, Periódica o Disparador. Como se desea una recopilación histórica de las variables, se asigna el tipo Periódica para así definir las unidades y número de tiempo que se desea (Figura 9.59).

Figura 9.59 Paso 4 Configuración de dirección web.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



Posteriormente se define la forma de almacenamiento de la variable, esto se realizará a través de la asignación del Tipo de archivo (formato) en el que quedaran guardadas las mismas. En este caso, se asigna “SRAM & Archivo” (como se ve en la Figura 9.59), para que los datos registrados se guarden en formato “.dat”.

Se debe considerar que también es posible modificar el tamaño del archivo respecto al número de días que se desea almacenar los datos de las variables en el grupo de registros.

Otro factor a considerar es el “Número De registros en la RAM”, asignado a 10, es decir, la adquisición de datos de cada variable será cada 10 muestras.

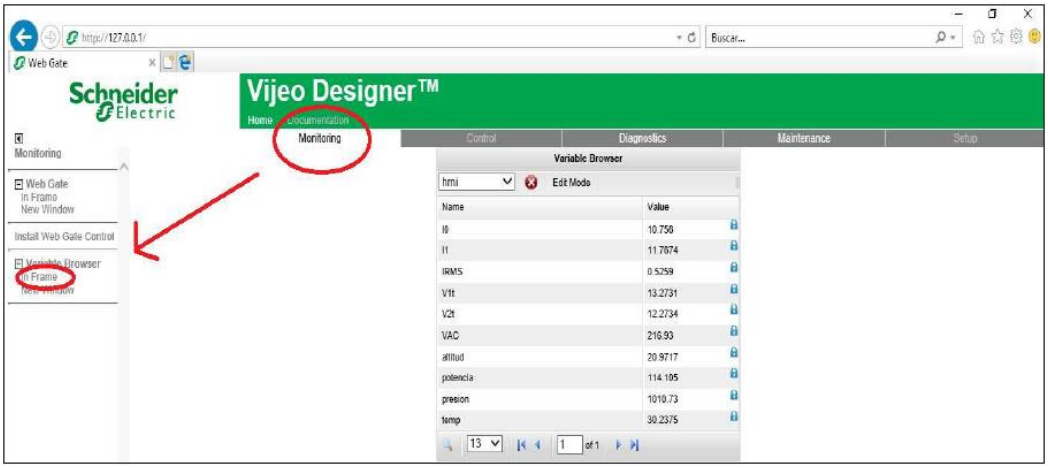
Una vez realizada la configuración en el software Vijeo Designer, se procede a visualizar las variables almacenadas en el grupo de registro a través del navegador y servidor local (Local Host: 127.0.0.1/) utilizando Internet Explorer para la apertura de esta ruta, como se puede apreciar en la Figura 9.60:

Figura 9.60 Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer (L.H. 127.0.0.1).
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



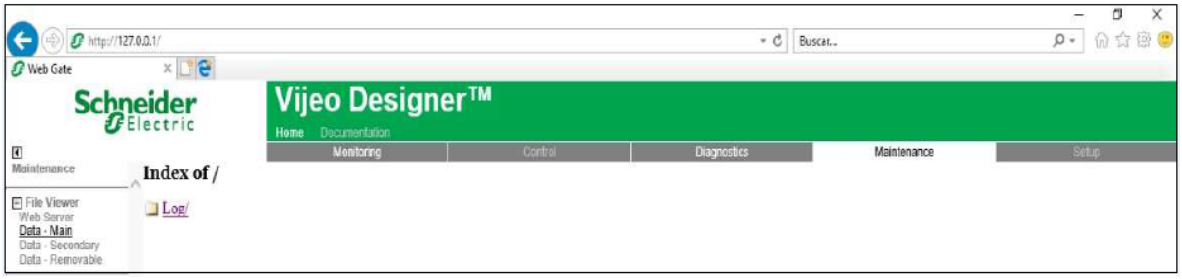
Es importante destacar que dicha visualización (a través del Servidor Local) solo está habilitada cuando inicia la simulación en el programa Vijeo Designer, en caso contrario, el navegador no reconocerá la dirección del servidor local. Cuando se inicia la simulación, es posible acceder al panel de monitoreo de las variables por medio del navegador y el servidor local.

Figura 9.61 Paso 1, Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer (L.H. 127.0.0.1).
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



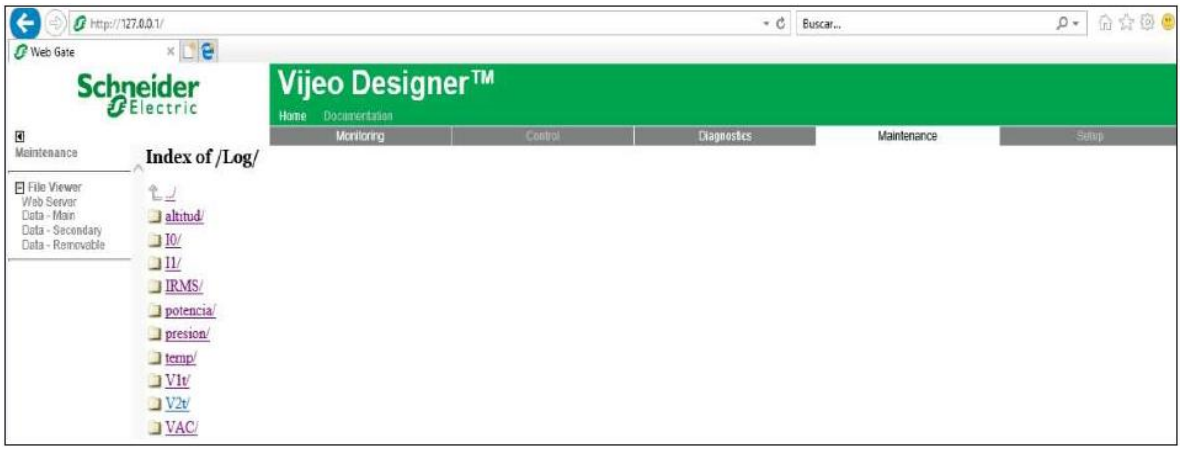
En la Figura 9.61 se logra visualizar cada variable en el grupo de registro con su respectivo valor. Luego, la historización de cada una se encuentra almacenada en la carpeta “Log” en la sección de “Maintenance” (Maintenance -> Data Main -> Folder Log).

Figura 9.62 Paso 2, Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer (L.H. 127.0.0.1).
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



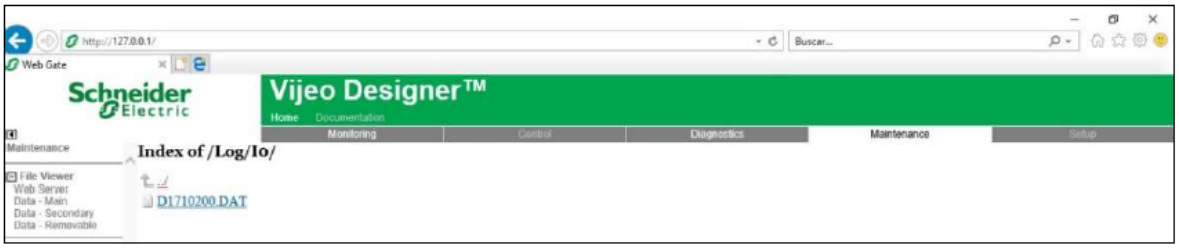
Al abrir la carpeta Log de la Figura 9.62, se visualizaran subcarpetas relacionadas con cada variable en el grupo de Registro (Figura 9.63).

Figura 9.63 Paso 3, Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer (L.H. 127.0.0.1).
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



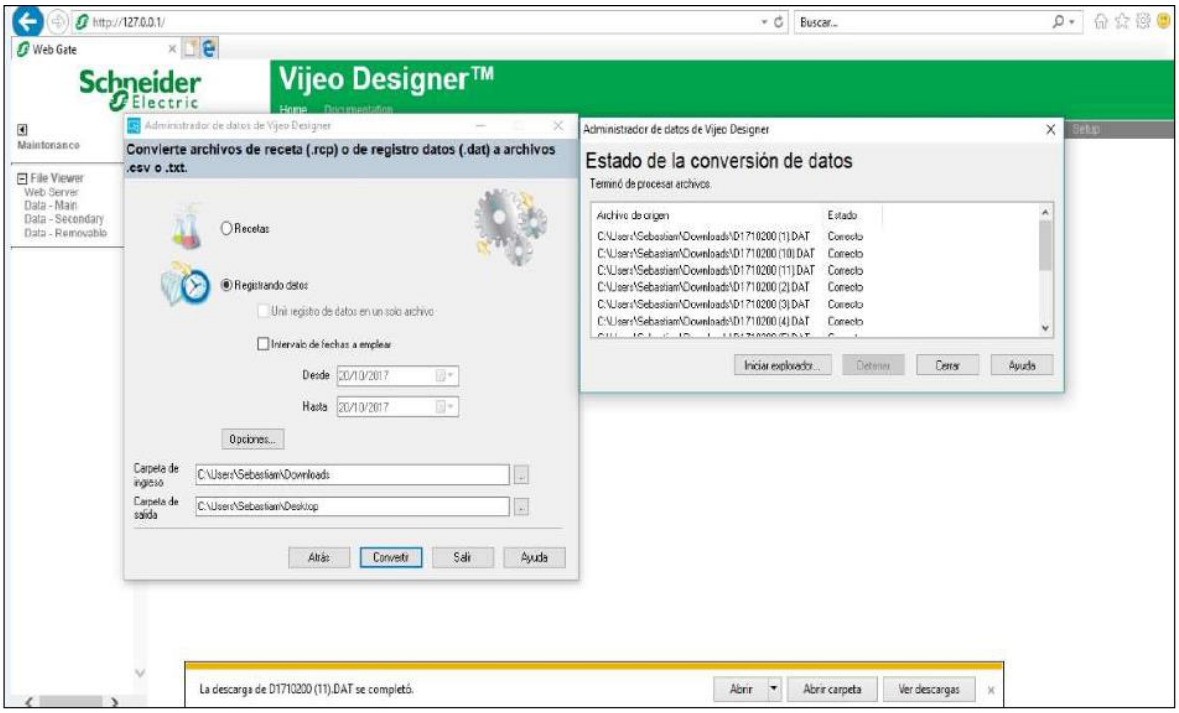
Dichas subcarpetas tienen asociado un archivo .DAT, el nombre especificado tiene un formato según la hora y fecha donde se inicia la adquisición y registros de datos.

Figura 9.64 Paso 4, Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer (L.H. 127.0.0.1).
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



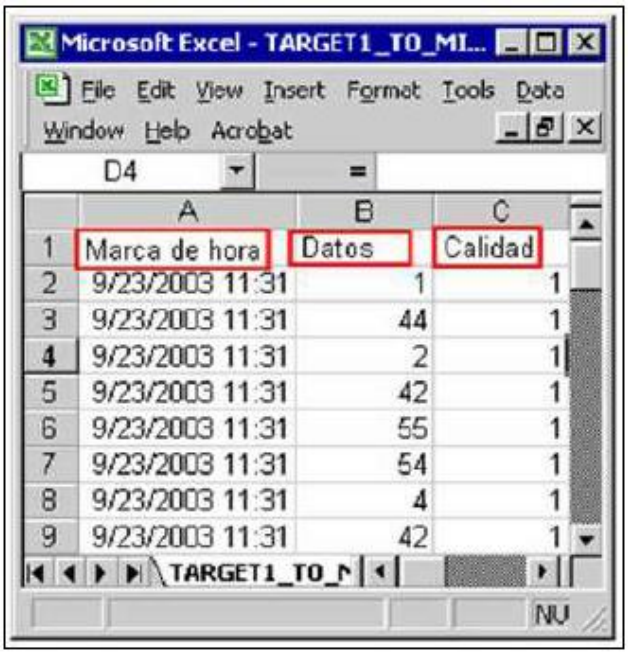
Estos archivos de registro, en formato binario ".DAT", deben ser descargados y guardados en el computador, para luego, por medio del programa administrador de datos de Vijeo Designer (disponible en la central madre), ser convertidos y recuperados en archivos ".txt".

Figura 9.65 Configuración de dirección web – Navegador Internet Explorer -> Administrador de datos Vijeo Designer.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



Los ficheros de registros de datos en "*.dat" pueden ser convertidos a ficheros ".csv" o ".txt", ya que dichos formatos se pueden abrir, editar y ver en una hoja de cálculo o editor de texto. En la Figura 9.66, se puede visualizar un fichero ".csv" convertido:

Figura 9.66 Ejemplo de fichero ".csv" convertido.
Fuente: Instrumentación y Automatización de un sistema de ensayos, Sebastián Arredondo.



Visualizando tres columnas en la hoja de datos:

- Marca de hora: Representa a las marcas de hora en formado de fecha.
- Datos: Valor Registrado de la variable como número Real
- Calidad: Calidad de los datos con valores de 0, 1 o 2

En cuanto a los valores de calidad, se puede decir que cuando su valor es:

- 0: No hay datos históricos. Máquina apagada
- 1: Los datos históricos son exactos
- 2: Ocurrió un error en el registro y los datos podrían no ser adecuados

Dado los pasos para el proceso de historización, se procede a obtener el registro de datos para las variables del sistema que servirán para completar las gráficas requeridas según el protocolo de prueba implementado.

9.4.5 APAGADO DEL SMART GRID - SETE

Una vez completadas las pruebas y la extracción de los datos para el análisis (velocidades de entrada y salida del flujo de viento, revoluciones de los álabes, voltaje utilizado, flujo de corriente, potencia generada y porcentaje de carga de la batería provocada por el aerogenerador instalado, además de la potencia generada por el panel fotovoltaico instalado), se debe proceder con el apagado del sistema.

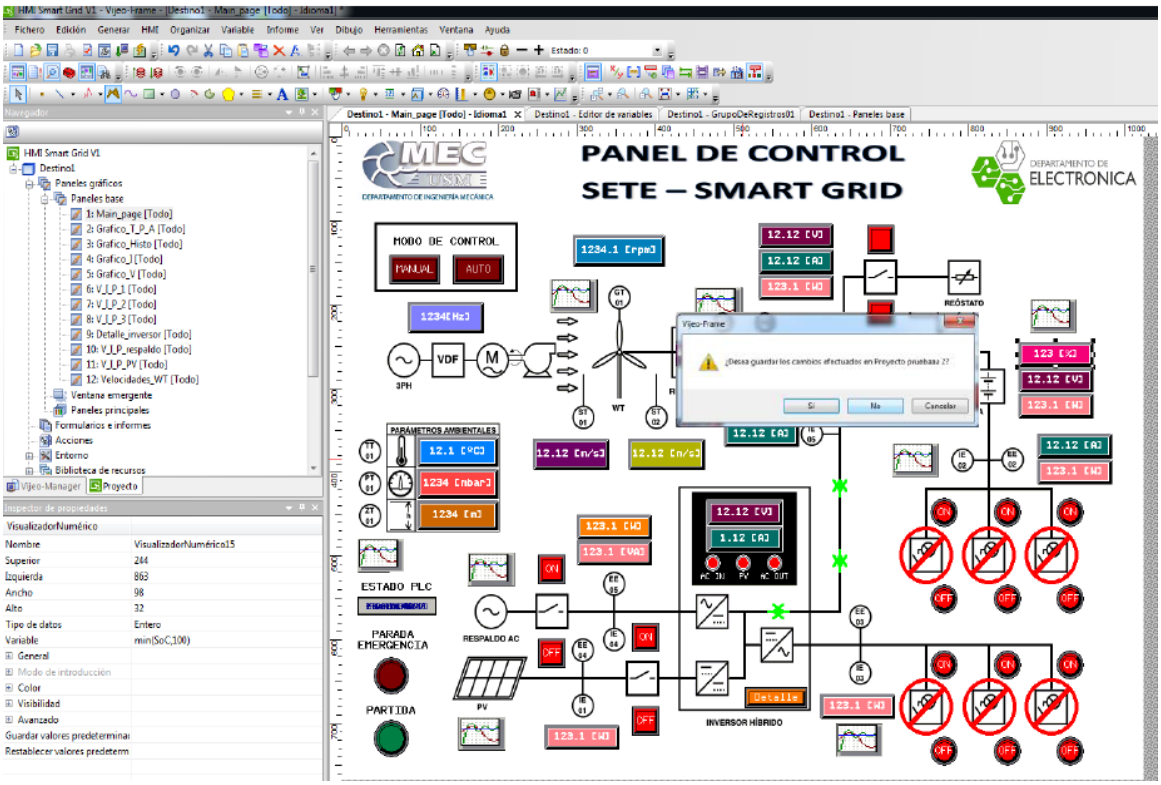
El procedimiento de apagado del SETE, a grandes rasgos, es inverso a su puesta en marcha, partiendo desde el apagado de los programas hasta el corte del suministro eléctrico al sistema de control.

A continuación se detallan los pasos que se deben realizar, de forma secuencial, con la finalidad de mantener la integridad del sistema.

9.4.5.1 CIERRE DE PROGRAMAS

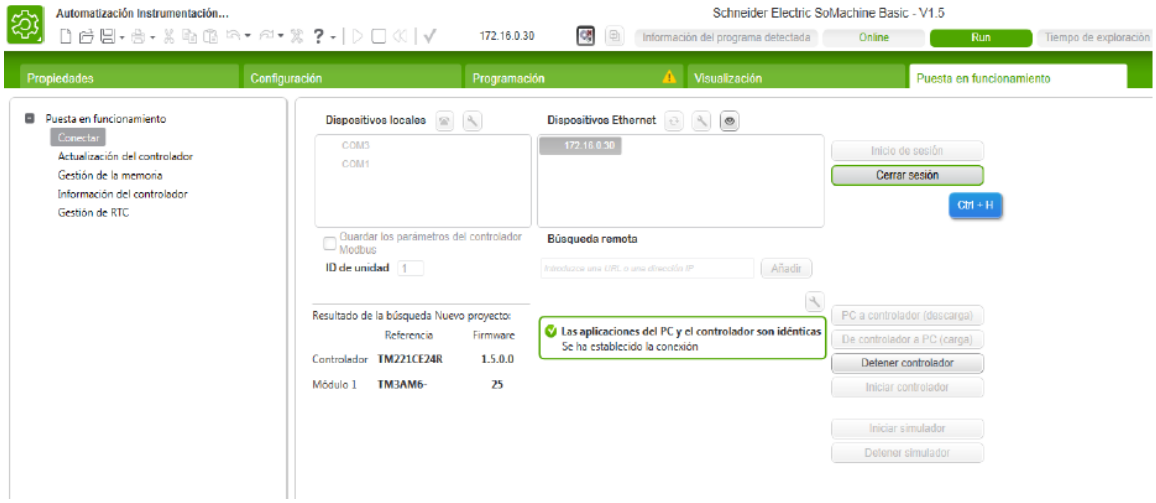
En primer lugar se debe cerrar el programa Vijeo Designer, realizando el cierre de la ventana de ejecución de la interfaz HMI del Smart grid - SETE, quedando solamente la ventana de edición disponible. Posteriormente, se debe poner atención a la esquina superior de la ventana de edición y seleccionar el cierre de ella, de forma inmediata se desplegará una ventana preguntando al usuario si desea guardar los cambios (Figura 9.67), el usuario debe seleccionar la opción “No” para conservar la interfaz actual ejecutada y no afectar su funcionamiento.

Figura 9.67 Cierre del programa Vijeo Designer.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



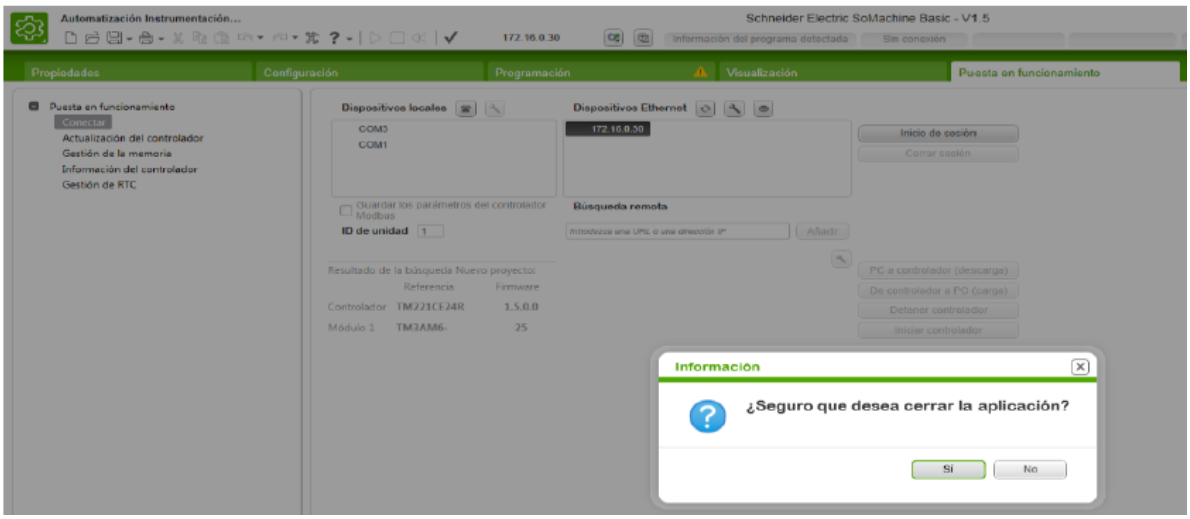
A continuación, se procede al cierre del programa SoMachine, no obstante, a diferencia del cierre del programa Vijeo Designer, antes se cerrarlo, se debe cortar la conexión entre el PLC y el computador (cierre de sesión). Para ello, nuevamente se debe ir a la ventana "Puesta en funcionamiento" y dentro de ella, pulsar la dirección IP del PLC para seleccionar la opción "Cerrar sesión" con el fin de cortar de manera efectiva la comunicación proporcionada por el cable de Ethernet (Figura 9.68).

Figura 9.68 Cierre de la conexión entre el PLC y PC en SoMachine.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Luego del cierre de sesión, o conexión, entre el PLC y el computador, el siguiente paso consta en el cierre del programa Somachine al dirigirse a la esquina superior derecha de la ventana de visualización del programa y seleccionando el ícono “cerrar programa”. Inmediatamente después de realizar dicha acción, aparecerá una ventana indicando si desea efectivamente cerrar el programa, se debe pulsar la opción “Si”, como se ilustra en la Figura 9.69:

Figura 9.69: Cierre del programa SoMachine
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Si, al momento del cierre de sesión, se revela un mensaje indicando que tal acción puede modificar los datos almacenados en la memoria interna del PLC, esta es una clara señal de que algunos datos o variables del programa ejecutado en el controlador han sido modificados en SoMachine. En dicho caso, el usuario debe seleccionar la opción “Aceptar” para actualizar dichos valores en el PLC.

9.4.5.2 APAGADO DEL VARIADOR DE FRECUENCIA

Para el apagado del variador de frecuencia, se deben poner en posición de apagado los interruptores trifásico y monofásico, que se encuentran al costado del variador, permitiendo el corte de suministro de electricidad a esta y la inhabilitación del modo de control remoto para la interfaz, tal como se muestra en la Figura 9.70:

Figura 9.70 Apagado variador de frecuencia.
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.

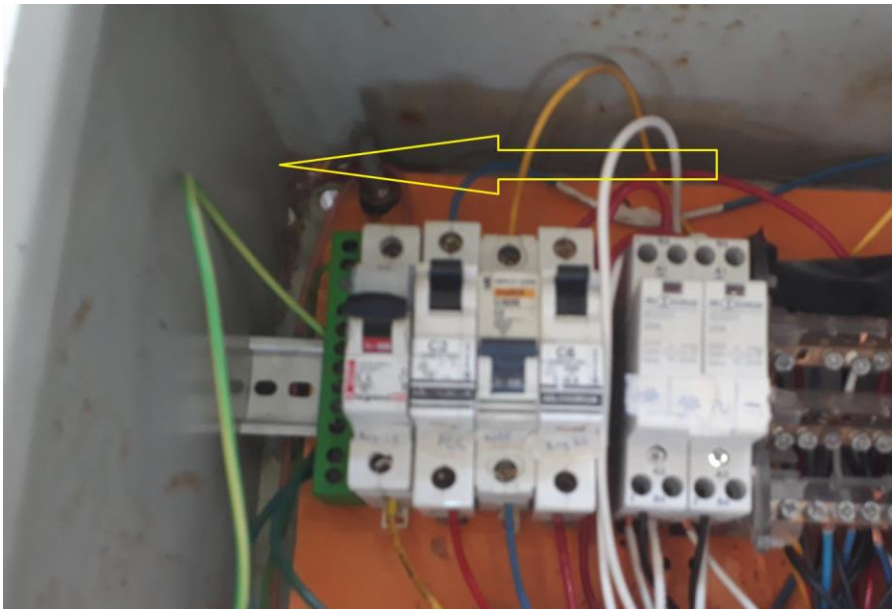


Al momento de realizar el apagado del variador de frecuencia, el display LCD seguirá encendido por unos segundos más. Cuando el display se encuentra apagado, se puede asegurar que el variador ha dejado de recibir energía.

9.4.5.3 APAGADO SISTEMA DE CONTROL

Finalmente, para el apagado total del sistema, se debe colocar, en el tablero eléctrico, la posición de apagado (OFF) en los interruptores (breakers) de protección, siguiendo el orden inverso a su encendido, esto es, de derecha a izquierda, como se muestra en la Figura 9.71:

Figura 9.71 Sentido del apagado de los interruptores (breakers) de alimentación a las componentes del sistema de control
Fuente: Laboratorio de Energías Renovables, UTFSM sede JMC.



Finalmente, se desenchufa el cable desde el tomacorriente mostrado en la Figura 9.39, quedando sin energía el sistema de control.

9.4.5.4 OBSERVACIONES FINALES

En el sistema, existen 3 elementos en los que se recomienda no realizar el apagado, a menos que el Smart grid- SETE no vaya a ser utilizado en largos periodos de tiempo, estos son:

- Inversor Híbrido
- Interruptor tablero N°2
- Central madre (Computador)

En el caso del inversor híbrido, al ser un equipo que cuando se encuentra activo puede generar contacto con el banco de baterías, al momento de apagarlo por tiempos prolongados pierde dicha función y por ende al encenderlo se deberá esperar un largo periodo de tiempo para que este genere comunicación con la batería y la central madre.

En cuanto al interruptor del tablero N°2 (Figura 9.41), se recomienda no dejarlo en posición OFF, dado que cuando se encuentra en dicha posición, al momento de efectuar las pruebas el regulador de carga que conecta el aerogenerador con el banco de baterías no cumplirá su función y por ende la turbina se irá frenando a medida que alcance su voltaje de frenado (para el aerogenerador de 600 [W] esta tensión corresponde a 15 volts).

Finalmente, el equipo restante que se recomienda mantener funcionando es la central madre, dado que es aquí donde el usuario se instala en el laboratorio y puede ejecutar los comandos de mando del sistema y control del PLC, al apagar este equipo, se pueden perder funciones del controlador y reconectar la comunicación entre el Smart-grid y el ordenador puede resultar difícil.

9.5 ANEXO E: GRÁFICAS DEMOSTRATIVAS CANALIZADORES PROPUESTOS

Siguiendo el tutorial de cálculo efectuado en el Anexo A, utilizando ANSYS FLUENT 19.1, se muestran los resultados obtenidos de acuerdo a las simulaciones efectuadas para los canalizadores propuestos, tanto en el capítulo V como en el capítulo XIII:

9.5.1 GRÁFICAS CANALIZADORES PROPUESTOS CAPITULO V

Figura 9.72 Velocidad axial opciones canalizador.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1

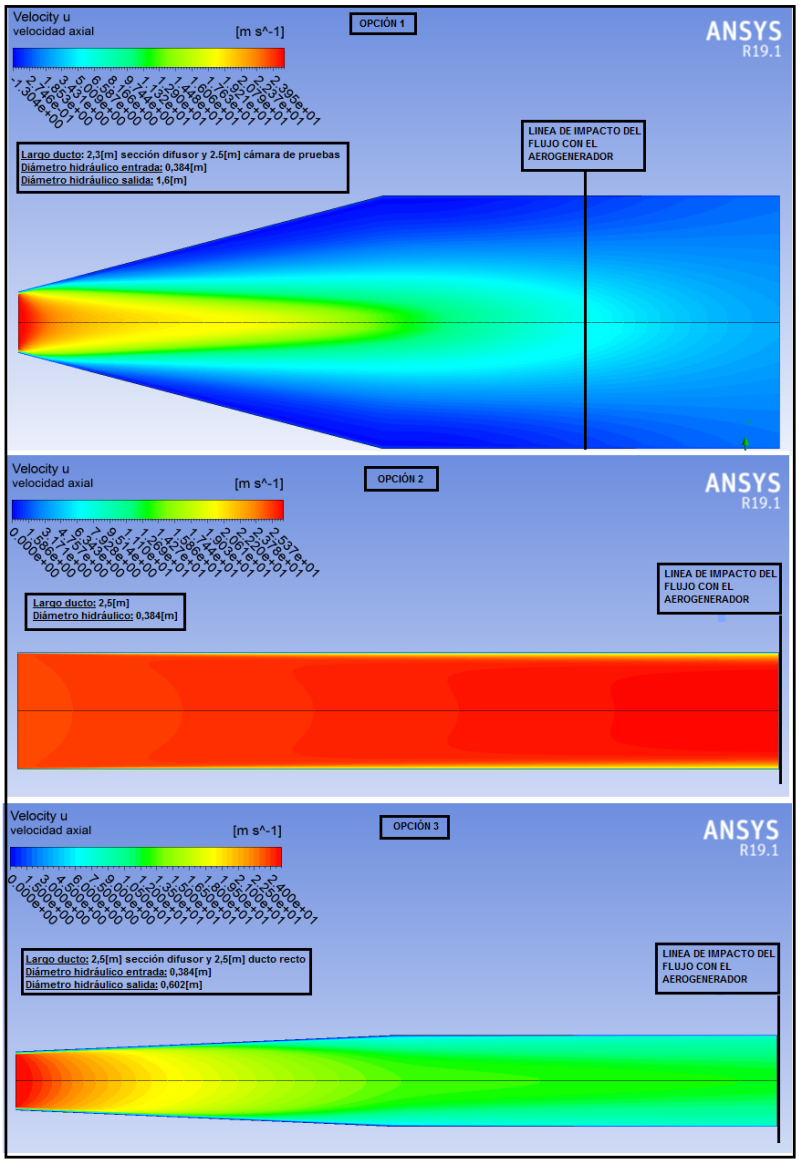


Figura 9.73 Velocidad radial opciones canalizador.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1

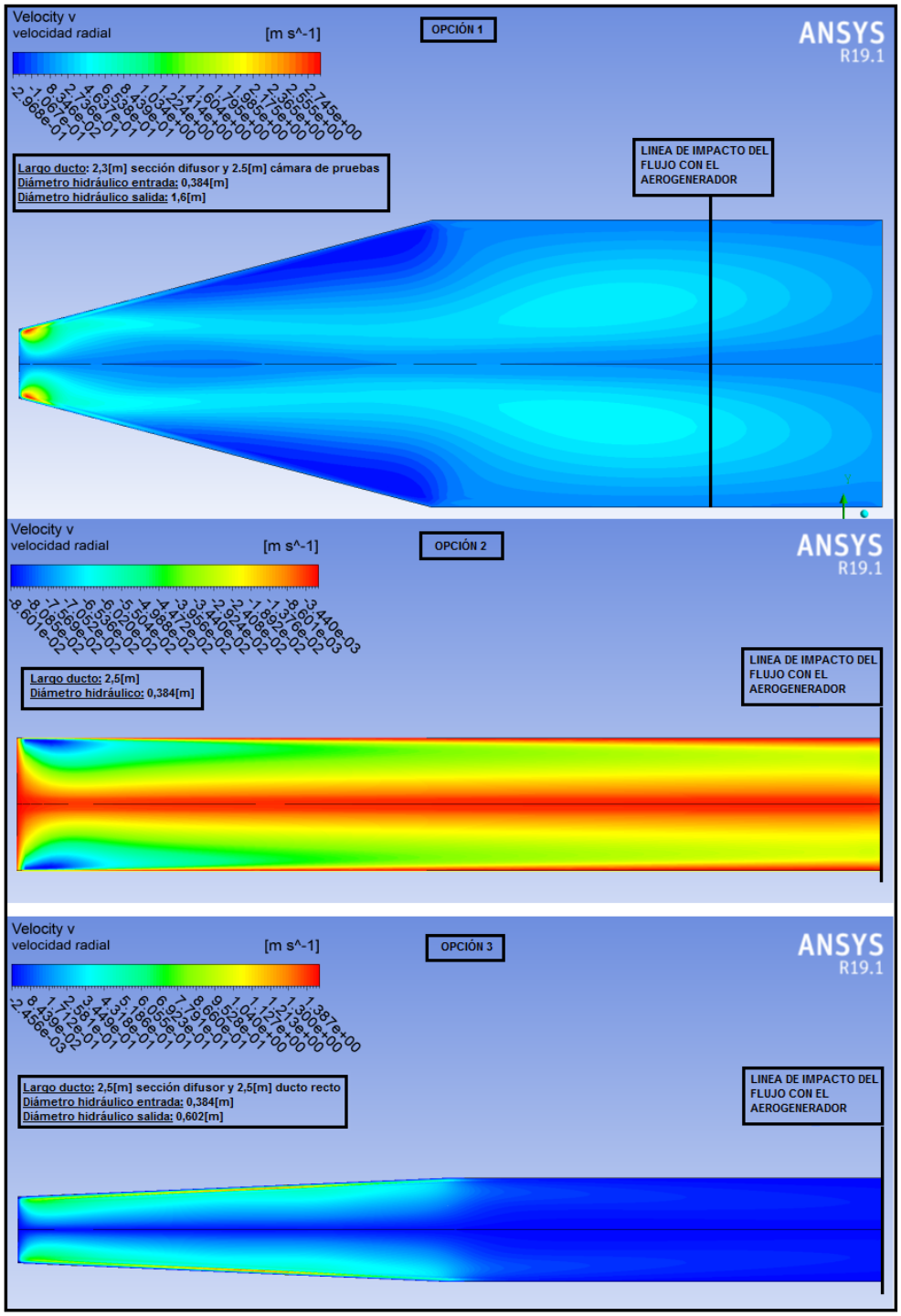


Figura 9.74 Magnitud de velocidad opciones canalizador.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1

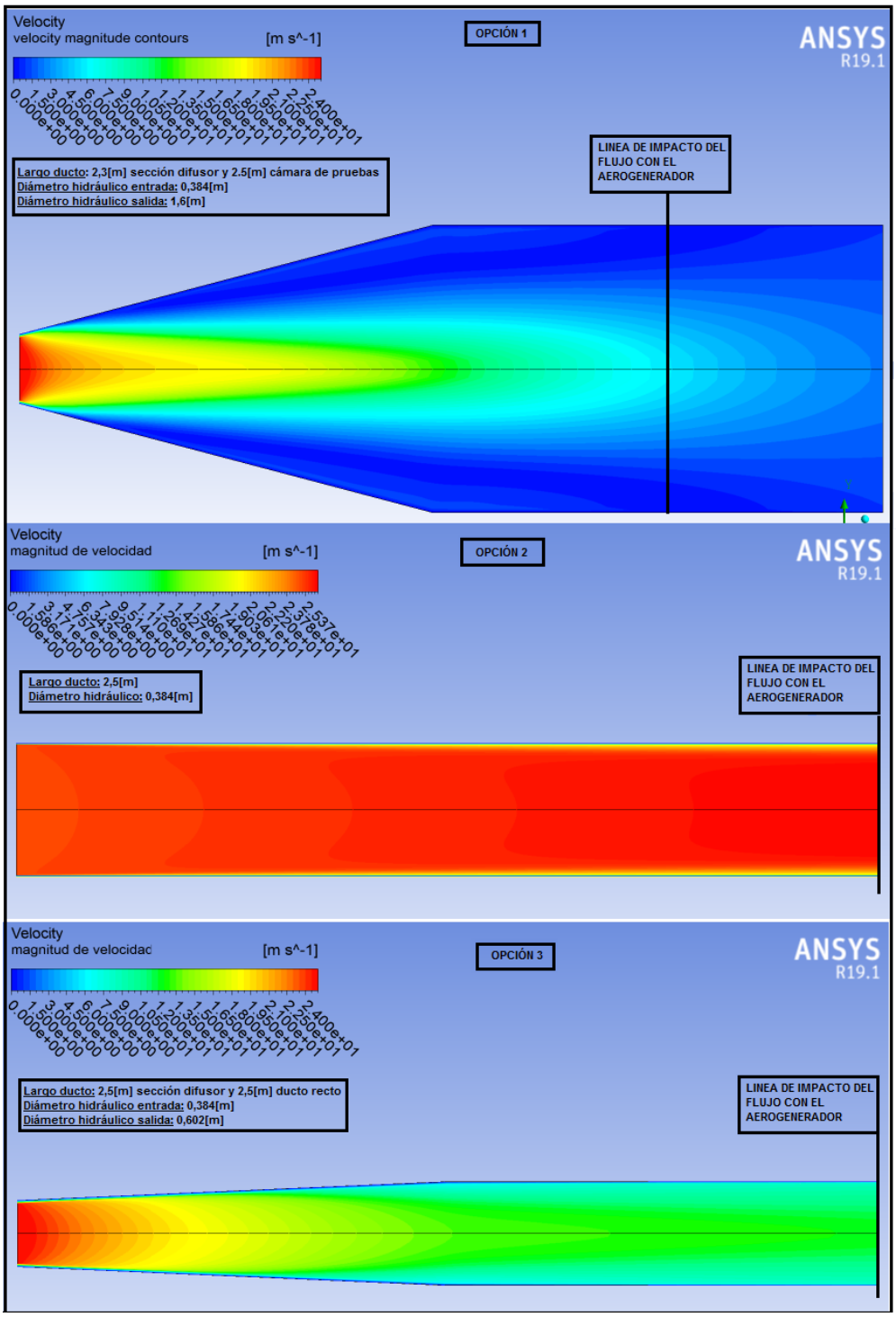


Figura 9.75 Presión manométrica opciones canalizador.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1

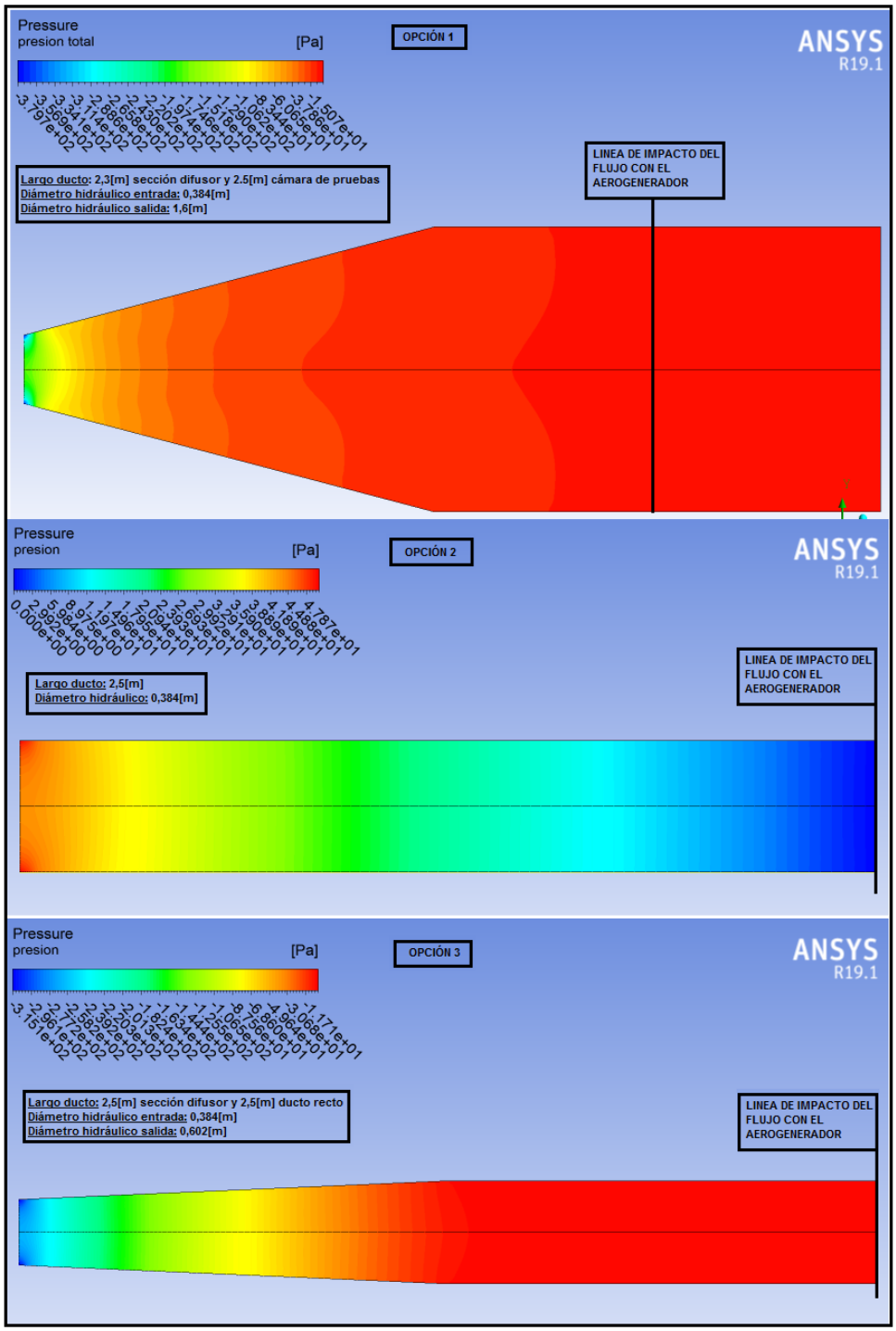


Figura 9.76 Energía cinética turbulenta opciones canalizador.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1

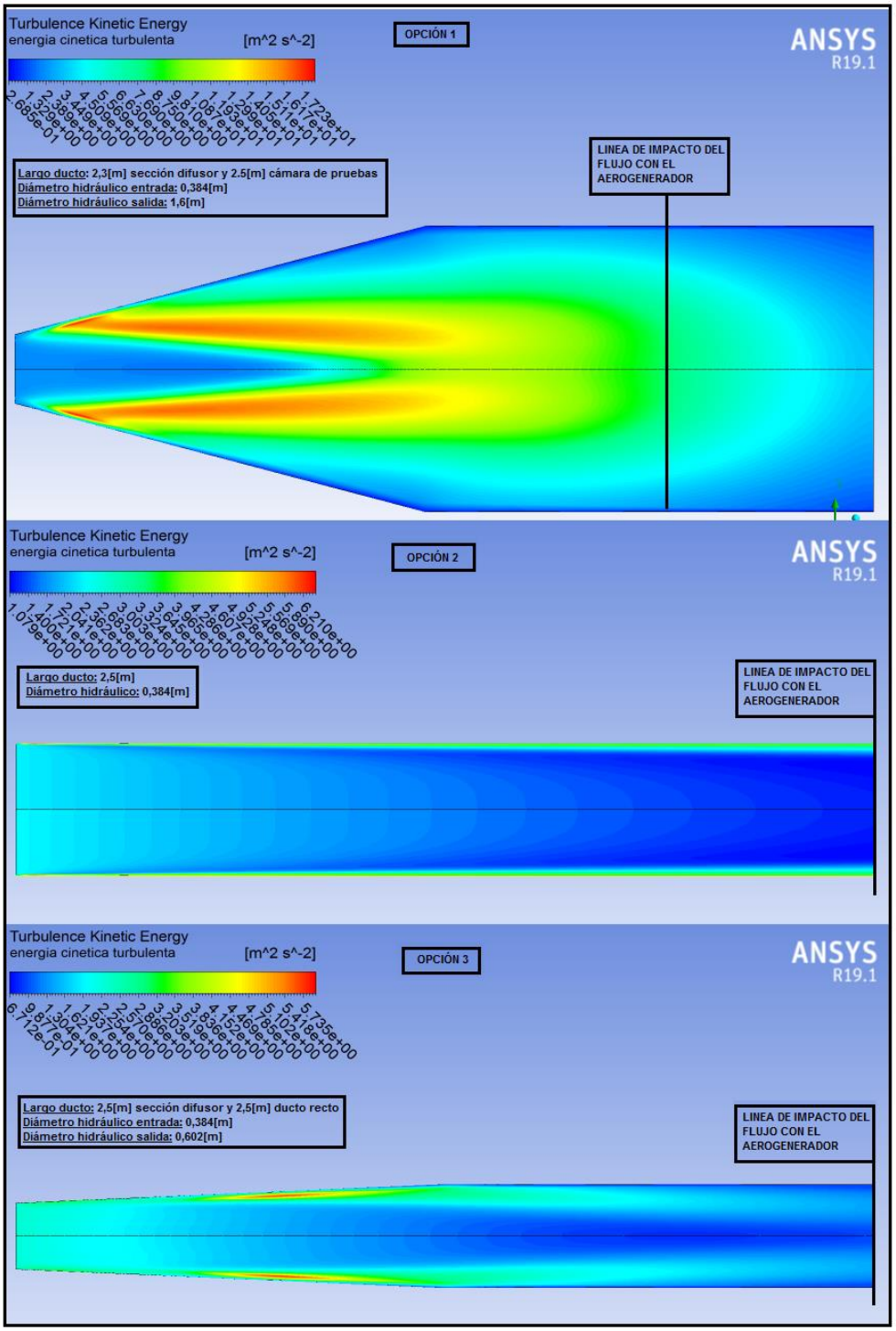
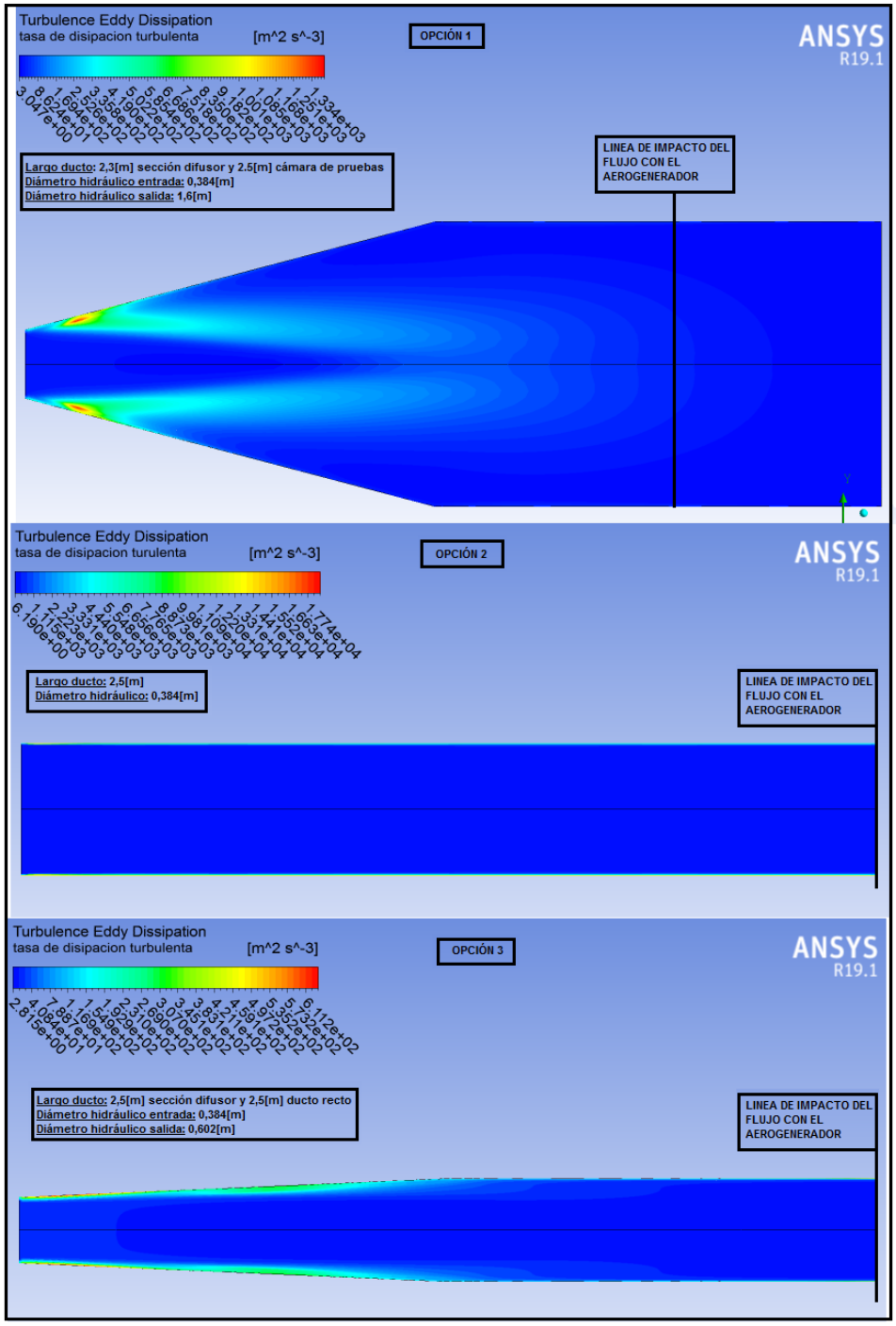


Figura 9.77 Tasa de disipación turbulenta opciones canalizador.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1



9.5.2 VARIANTE CANALIZADOR ELEGIDO CAPÍTULO V

Figura 9.78 Velocidades axial, radial y magnitud en variante de canalizador elegido.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1

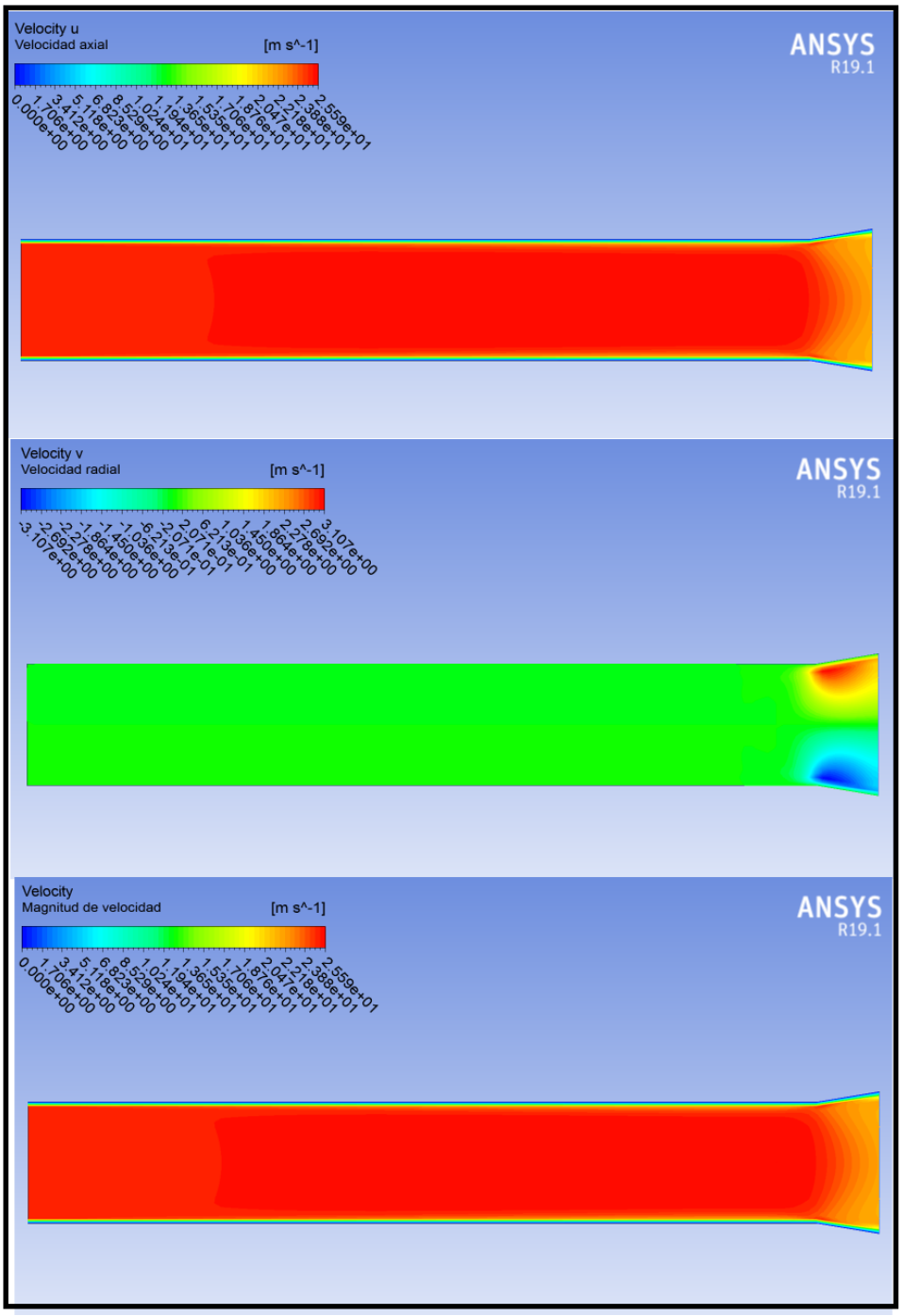
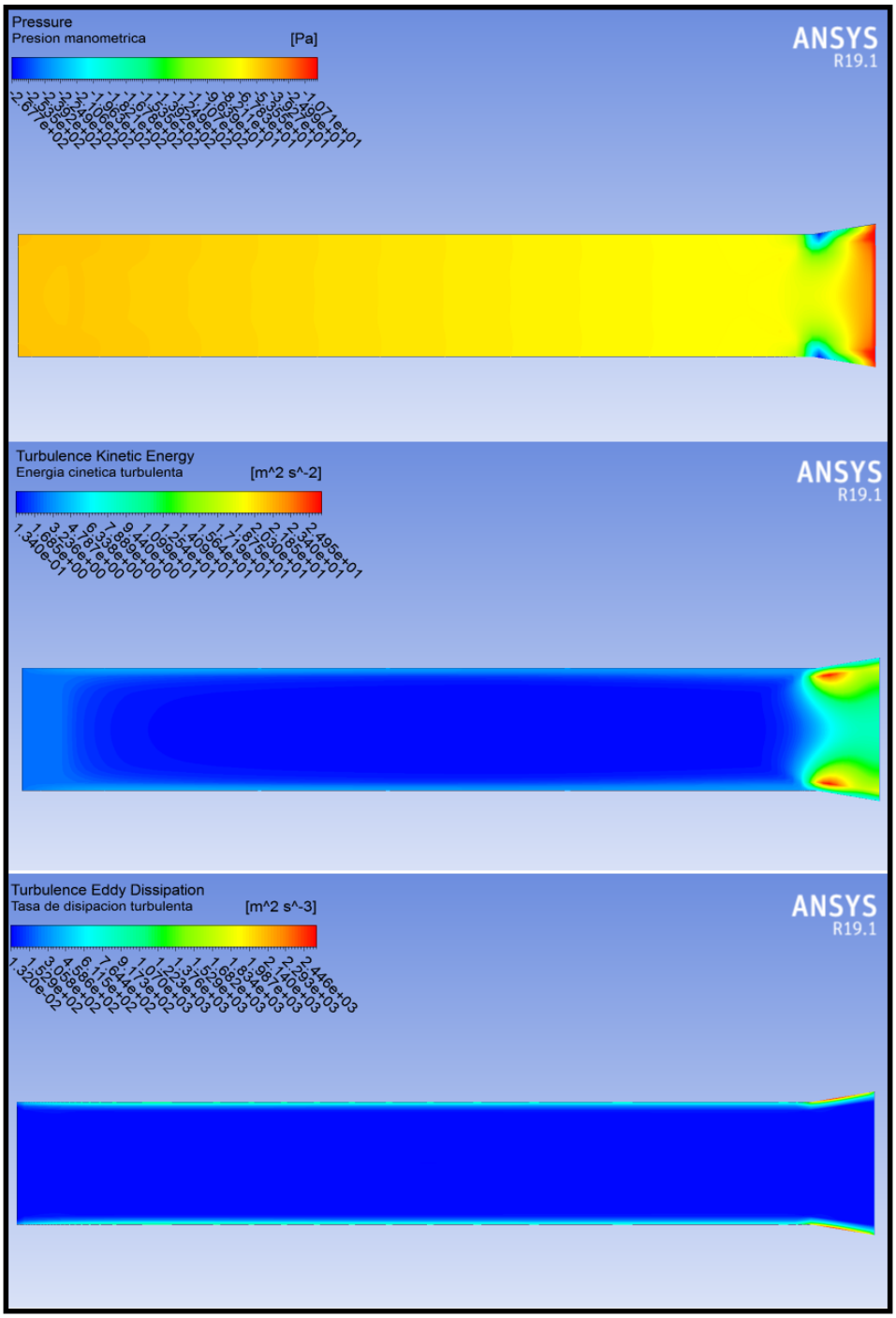


Figura 9.79 Presión, energía cinética turbulenta y tasa de disipación turbulenta en variante de canalizador elegido.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1



9.5.3 GRÁFICAS CANALIZADOR PROPUESTO CAPÍTULO VIII

Figura 9.80 Velocidades axial, radial y magnitud en opción de canalizador propuesto.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1

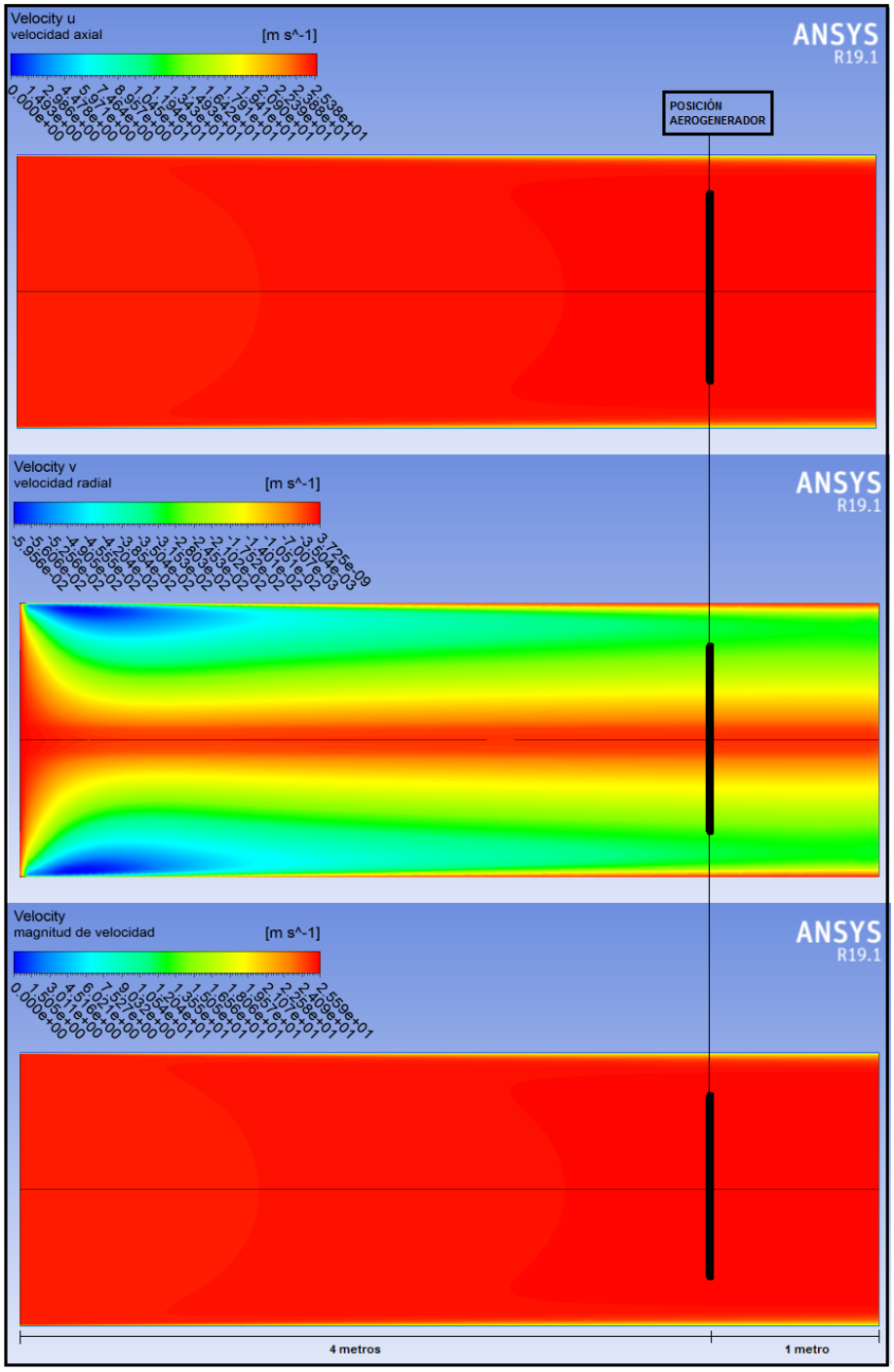


Figura 9.81 Presión, energía cinética turbulenta y tasa de disipación turbulenta en opciones de canalizador propuesto.
Fuente: FLUENT ANSYS 19.1

