

Proyecto de Investigación I+D+i

ESTIMACIÓN DE HOSTING CAPACITY MEDIANTE ANALÍTICA PREDICTIVA SIN MODELOS DE RED

Carrera/s o Departamento: Carrera de Tecnología Superior en Electricidad

Director del Proyecto: Luis Daniel Andagoya Alba

Integrantes:

- Johanna Cristina Jara Bustillos
- Pablo Cesar Catota Ocapana
- Rommel Xavier Valencia Moya
- Edison Patricio Paredes Pucachaqui

Proyecto de Investigación I+D+i: Estimación de Hosting Capacity Mediante Analítica Predictiva sin Modelos de Red.

PROBLEMA:

Los métodos actuales para calcular los parámetros eléctricos entre ellos el Hosting Capacity (HC) en redes eléctricas dependen en gran medida de modelos de red detallados. A nivel de redes de distribución de BV la precisión depende del nivel de detalle de los modelos de red, sin embargo, a este nivel suele ser difícil tener modelos exactos de redes dada las características cambiantes de las mismas.

Los modelos de redes de distribución a nivel de bajo voltaje tienen la desventaja de no mostrar toda la información de la red, puesto que al tener muchos usuarios y elementos no son exactas provocando que las simulaciones basadas en estos modelos no muestran todo el comportamiento de la misma.

Por ello, se buscan nuevas metodologías que reduzcan la dependencia en modelos de red y que consideren las características propias de cada nodo, permitiendo resultados más cercanos a la realidad en redes eléctricas dinámicas a nivel de usuario en BV.

Proyecto de Investigación I+D+i: Estimación de Hosting Capacity Mediante Analítica Predictiva sin Modelos de Red

OBJETIVO GENERAL:

Realizar la comparativa de modelos de estimación de voltajes y potencias mediante análisis predictivos sin modelos de red para la determinación de Hosting Capacity en un nodo de bajo voltaje.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

Instalar un dispositivo de adquisición de datos de parámetros eléctricos en el punto de conexión a la red de bajo voltaje del usuario de prueba para el registro de datos temporales.

Realizar el proceso Extracción, Transformación y Carga (ETL) a la data generada por el Sistema de adquisición de parámetros eléctricos ubicado en el nodo de bajo voltaje.

Diseñar e implementar la arquitectura de los modelos predictivos mediante herramientas de análisis de datos, para la estimación de sensibilidad de voltajes.

Evaluar el nivel de confianza de los modelos predictivos desarrollados para determinar su grado de exactitud.

Determinar el Hosting Capacity en base al modelo predictivo con el mejor grado de exactitud.

Validar el Hosting Capacity obtenido a través de un modelo de red simple.

Presentar los resultados obtenidos en congresos y/o revistas académicas indexadas.

Proyecto de Investigación I+D+i: Estimación de Hosting Capacity Mediante Analítica Predictiva sin Modelos de Red

METODOLOGÍA:

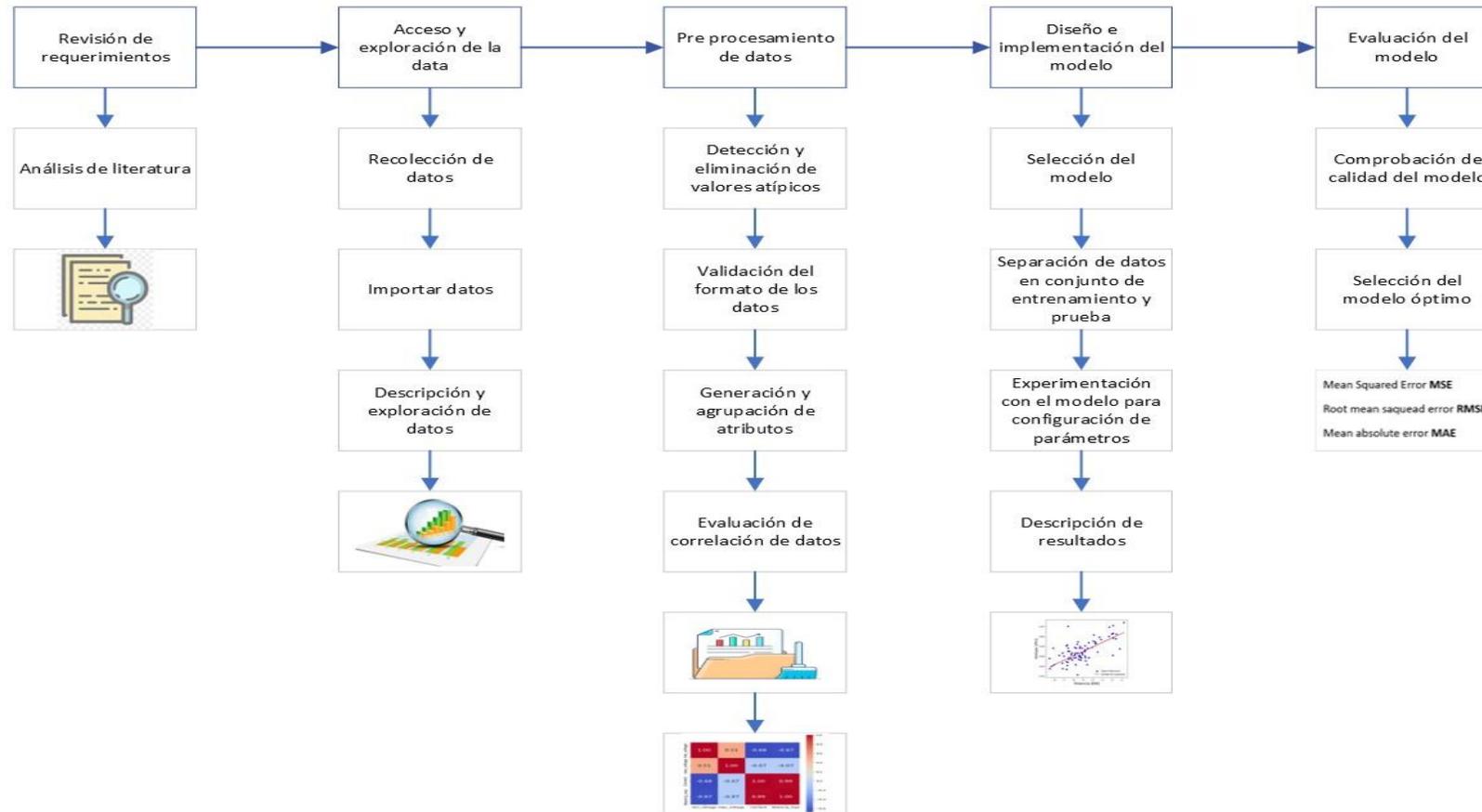


Figura 1: Metodología

RESULTADOS:

Para el proyecto se seleccionaron los modelos de regresión lineal, regresión Lasso y elastic Net.

Diseño de Regresión Lineal

Para el entrenamiento del modelo de regresión lineal, se realiza la separación de datos en conjuntos de entrenamiento y prueba, en este caso se dividieron en 70% y 30% correspondientemente, mediante la librería sklearn se ejecuta el proceso para la obtención de coeficientes del algoritmo.

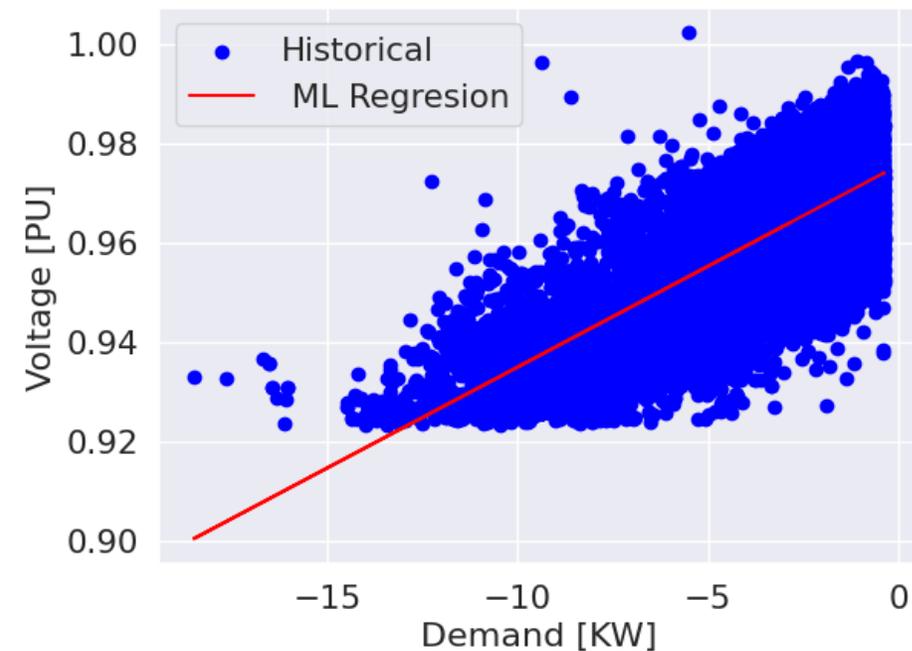


Figura 2: Modelo de regresión lineal

RESULTADOS:

Para el proyecto se seleccionaron los modelos de regresión lineal, regresión Lasso y elastic Net.

Diseño de Regresión Lasso

Para el entrenamiento del modelo de regresión Lasso, se realiza la separación de datos en conjuntos de entrenamiento y prueba, en este caso se dividieron en 70% y 30% correspondientemente, se utiliza el valor cv (cross-validation) de 10 y un máximo de iteraciones de 100000 para calcular el valor de alpha.

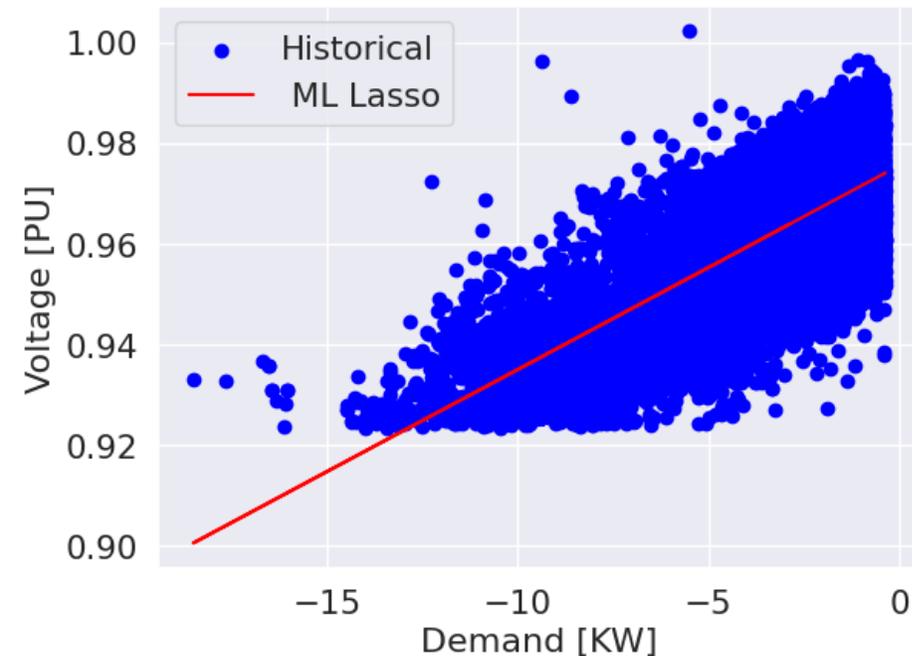


Figura 3: Modelo de Regresión Lasso

RESULTADOS:

Para el proyecto se seleccionaron los modelos de regresión lineal, regresión Lasso y elastic Net.

Diseño de Elastic Net

Para el entrenamiento del modelo de regresión Elastic Net, se realiza la separación de datos en conjuntos de entrenamiento y prueba, en este caso se dividieron en 70% y 30% correspondientemente, se utiliza el valor cv (cross-validation) de 10 y un máximo de iteraciones de 100000 para calcular el valor de alpha.

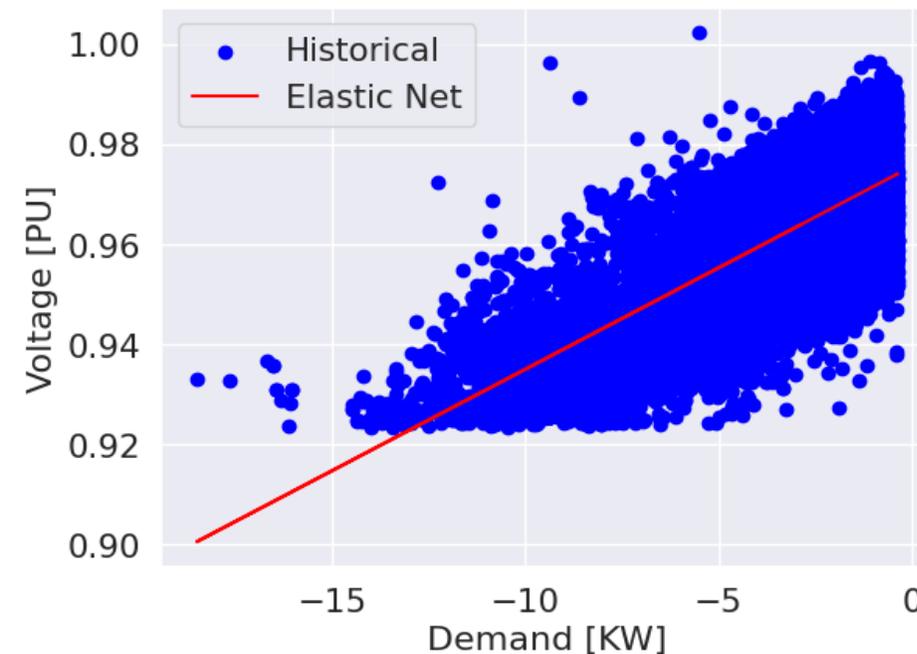


Figura 4: Modelo de Regresión Elastic Net

RESULTADOS:

Evaluación de los algoritmos diseñados

Modelo	Métricas de rendimiento		
	MSE	RMSE	R2
Regresión Lineal	9.686546716311841e-05	0.009842025562002896	0.5698824571937016
Regresión LASSO	9.686679235003373e-05	0.009842092884647742	0.5698765728867707
Regresión Elastic Net	9.686679825699123e-05	0.009842093184734193	0.5698765466577531

Tabla 1. Comparativa de métricas de rendimiento

RESULTADOS:

Comparativa de los tres modelos para el cálculo de Hosting Capacity .

Modelo	Voltaje pu	HC
Regresión Lineal	1.05000342	18,253kW
Regresión LASSO	1.05000632	18,275kW
Regresión Elastic Net	1.0500019	18,274kW

Tabla 2. Comparativa de cálculo de HC

Proyecto de Investigación I+D+i: Estimación de Hosting Capacity Mediante Análisis Predictiva sin Modelos de Red

RESULTADOS:

Validación de resultados .

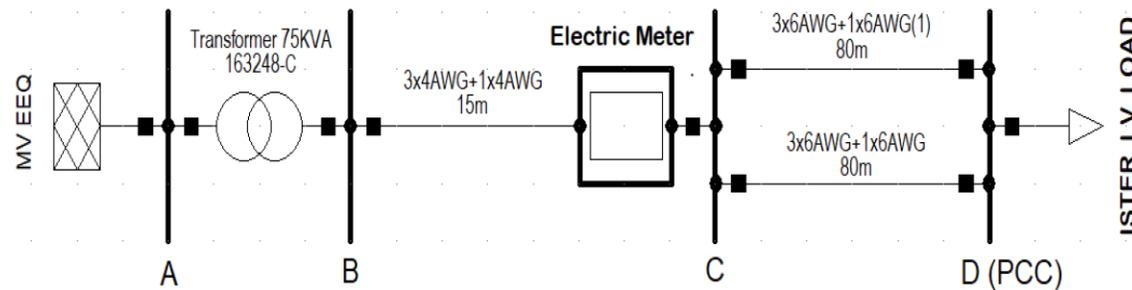


Figura 10: MV-LV ISTER Network.

```

Clear
New Circuit.Fonte phases=3 basekv=22.8 bus1=A
// Transformador
New Transformer.Trafo1 ISTER phases=3 windings=2 sh=3.5 %loadloss=0.1 %noloadloss=0.01 %imag=1.5
-wdg=1 bus=A kv=22.8 kva=75 conn=wye
-wdg=2 bus=B kv=0.22 kva=75 conn=wye
// Línea
New LineCode.1 AWG nphases=3 R1=0.394 X1=0.144 Units-km
New LineCode.2 AWG nphases=3 R1=0.623 X1=0.146 Units-km
New LineCode.4 AWG nphases=3 R1=1.02 X1=0.157 Units-km
New LineCode.6 AWG nphases=3 R1=1.61 X1=0.167 Units-km
New Line.Trafo-Med phases=3 Bus1=B Bus2=C Length=0.015 units-km linecode=4AWG
New Line.Med-TDP1 phases=3 Bus1=C Bus2=D Length=0.08 units-km linecode=6AWG
New Line.Med-TDP2 phases=3 Bus1=C Bus2=D Length=0.08 units-km linecode=6AWG

// Carga lunes 18 dic
//New Loadshape.Shape.1 npts=96 interval=15 mult=(0.653 0.709 0.632 0.681 0.678 0.710 0.693 0.636 0.682 0.667 0.677 0.667 0.682 0.636 0.761 0.713 0.642 0.712 0.6

// Carga martes 31 oct
//New Loadshape.Shape.1 npts=24 interval=1 mult=(1.981 1.952 2.011 1.715 1.622 1.652 1.639 1.696 2.618 1.848 2.292 2.012 2.089 1.695 1.355 2.467 1.278 1.300 1.256 1.2

// Carga miercoles 6 dic
//New Loadshape.Shape.1 npts=24 interval=1 mult=(1.091 1.028 1.104 1.042 1.038 1.134 1.023 1.089 1.079 1.029 1.076 1.095 1.135 1.112 1.030 1.093 1.081 1.074 1.082 1.0

// Carga jueves 26 oct
//New Loadshape.Shape.1 npts=24 interval=1 mult=(2.874 2.266 2.261 2.248 2.443 2.408 3.165 2.177 2.490 2.525 2.451 2.040 2.088 1.925 2.083 2.010 2.870 2.058 1.981 2.6

// Carga viernes 10 nov
//New Loadshape.Shape.1 npts=24 interval=1 mult=(0.706 1.119 1.045 2.249 2.430 1.528 1.004 1.919 0.733 1.410 0.930 1.067 1.422 1.060 2.360 0.966 1.924 1.025 1.385 0.7

// Carga sabado 18 nov
//New Loadshape.Shape.1 npts=24 interval=1 mult=(1.223 1.135 1.141 0.839 1.637 1.223 1.142 1.566 1.186 1.694 1.119 0.805 1.147 0.803 0.829 1.032 0.820 0.907 1.492 1.1

// Carga domingo 26 noviembre
New Loadshape.Shape.1 npts=24 interval=1 mult=(1.533 1.706 1.174 1.111 1.291 1.117 1.065 1.339 1.134 1.983 2.039 1.088 1.896 1.802 1.477 1.358 1.353 1.101 1.105 1.4

New Load.Carga_ISTER phases=1 Bus1=D.1 kv=1 pf=1 kv=0.129 daily=Shape.1

// DER
New PVSystem.PV phase=1 bus1=D.1 Pmpp=18.253 kv=0.129
-%CutIn=0.1 %CutOut=0.1
-pf=1 VarFollowInverter=no

//New Tshape.Temp npts=24 interval=1
//temp=[25 25 25 25 25 25 25 35 40 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]
//New loadshape.Irad npts=24 interval=1
//mult=[0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 2 0 3 0 5 0 0 0 0 1 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0]
//New XYCurve.FactorPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]
//New XYCurve.Eff npts=4 xarray=[0 1 0.2 0.4 1] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]

//New PVSystem.PV phase=1 bus1=D.1 Pmpp=0 kv=0.129
//-%CutIn=0.1 %CutOut=0.1 EffCurve=Eff P-Curve=FactorPvsT
//pf=0.9 VarFollowInverter=yes Irradiance=0.98 daily=Irad Tdaily=Temp

// Medidores
New Monitor.Load_PQ_vs_Time Load.Carga_ISTER 1 Mode=1 pprof=0
New Monitor.Load_VI_vs_Time Line.Med-TDP1 2 Mode=0
New Monitor.PV_PQ_vs_Time PVSystem.PV 1 Mode=1 pprof=0

Set voltagebases = [22.8 0.223]
calcVoltagebases

set mode=daily number= 96 stepsize=15m 1 one day simulation
Set Year=1 ! This statement resets all meters
solve

Export monitors Load_PQ_vs_Time
Plot monitor object= Load_PQ_vs_Time channels={}
Export monitors Load_VI_vs_Time
Plot monitor object= Load_VI_vs_Time channels={}
Export monitors PV_PQ_vs_Time
Plot monitor object= PV_PQ_vs_Time channels={}
    
```

Figura 11: Red de MV-LV ISTER modelado en OpenDSS.

RESULTADOS:

Validación de resultados

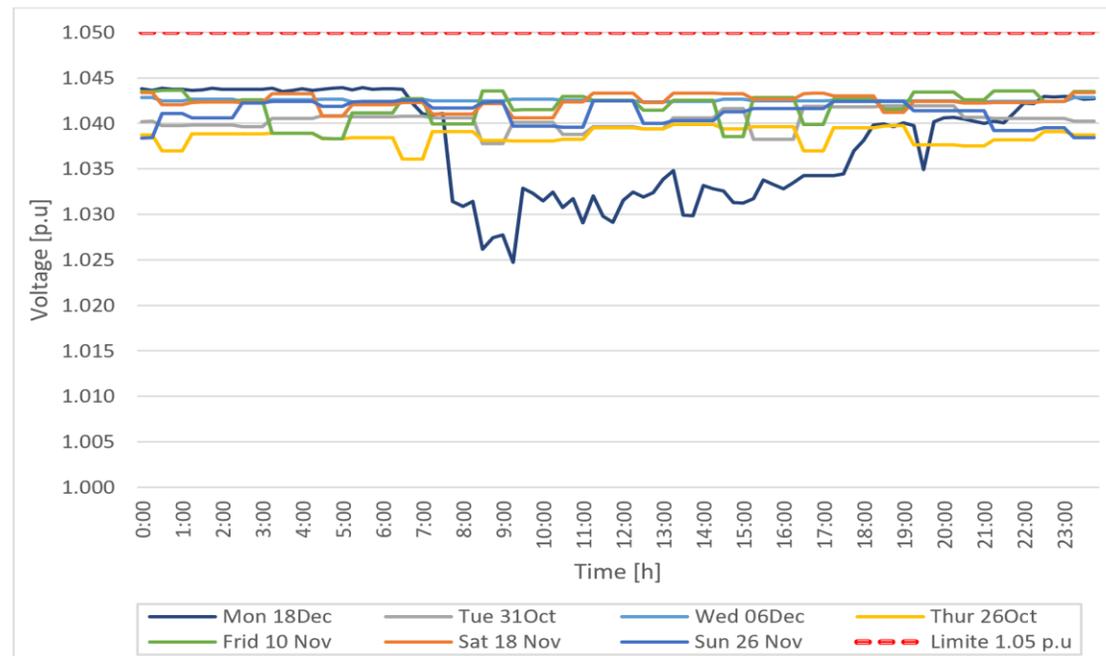


Figura 6: Perfil de voltaje del nodo analizado con 18.253KW de DER.

Se muestra que el valor del HC estimado a través de la metodología planteada permite el funcionamiento de la red bajo el límite operativo determinado de 1.05pu en el voltaje del nodo, es decir no se produce ninguna violación de voltaje en algún instante del día, lo cual demuestra la validez del estudio.

CONCLUSIONES O IMPACTOS:

El modelo de regresión lineal puede ser aplicado eficientemente para determinar un escenario futuro basado en datos históricos que relacionan las variables que determinan su comportamiento, en este caso, la determinación de un valor máximo de Capacidad de Hospedaje que permita limitar la cantidad de generación distribuida conectada a un nodo.

La metodología propuesta aproximó adecuadamente un valor de HC que permitió al usuario mantenerse dentro de los límites de sobretensión establecidos por la normativa aplicada. Además, la metodología puede ser escalable a varios usuarios con diferentes características siempre y cuando se cuente con datos adecuados.

Los análisis Model Free se consideran una herramienta muy útil para determinar el comportamiento de un sistema eléctrico, especialmente aquellos sistemas donde es difícil tener modelos de red exactos y detallados como los sistemas de distribución de baja tensión.

Estas metodologías son de gran utilidad para los operadores de red en la planificación del sistema para la integración de DER a nivel de usuario, considerando la normativa vigente y las limitaciones de la red.

Proyecto de Investigación I+D+i: Estimación de Hosting Capacity Mediante Analítica Predictiva sin Modelos de Red.

EVIDENCIAS FOTOGRÁFICAS:

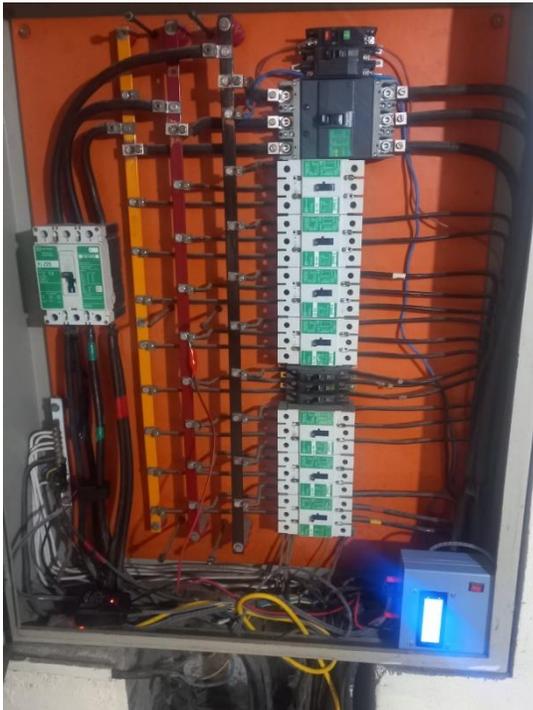


Figura 7. Equipo de registro de variables eléctricas conectado en TDP del ISTER.



Figura 8. Valores medidos por el equipo de medición de variables eléctricas.

	A	B	C	D	E	F
1	Fecha, Voltaje, Corriente, Potencia, Energía, Frecuencia, Factor de Potencia					
2	2023/6/19 (Lunes)	16:30:0	122.60	20.22	3691.40	664.66, 60.00, 0.89
3	2023/6/20 (Martes)	12:35:0	120.30	53.47	6063.90	0.04, 60.00, 0.94
4	2023/6/20 (Martes)	12:40:0	120.80	51.40	5871.90	0.55, 59.90, 0.95
5	2023/6/20 (Martes)	12:45:0	120.80	55.43	6386.30	1.06, 60.00, 0.95
6	2023/6/20 (Martes)	12:50:0	120.00	57.33	6544.60	1.61, 60.00, 0.95
7	2023/6/20 (Martes)	12:55:0	120.70	51.84	5907.60	2.17, 59.90, 0.94
8	2023/6/20 (Martes)	13:0:0	122.00	58.20	6762.70	2.71, 60.00, 0.95
9	2023/6/20 (Martes)	13:5:0	123.80	44.19	5093.90	3.19, 59.90, 0.93
10	2023/6/20 (Martes)	13:10:0	123.40	43.98	5013.50	3.62, 59.90, 0.92
11	2023/6/20 (Martes)	13:15:0	122.90	48.25	5429.80	4.06, 60.00, 0.92
12	2023/6/20 (Martes)	13:20:0	123.30	47.30	5409.00	4.52, 59.90, 0.93
13	2023/6/20 (Martes)	13:25:0	123.30	47.64	5410.30	4.97, 59.90, 0.92
14	2023/6/20 (Martes)	13:30:0	123.70	44.05	5010.40	5.40, 60.00, 0.92
15	2023/6/20 (Martes)	13:35:0	121.20	58.49	6748.70	5.90, 59.90, 0.95
16	2023/6/20 (Martes)	13:40:0	123.30	50.91	5887.40	6.40, 60.00, 0.94
17	2023/6/20 (Martes)	13:45:0	122.90	51.92	6002.60	6.91, 60.00, 0.94
18	2023/6/20 (Martes)	13:50:0	122.90	54.99	6468.70	7.42, 60.00, 0.96
19	2023/6/20 (Martes)	13:55:0	123.00	50.32	5843.50	7.92, 60.00, 0.94
20	2023/6/20 (Martes)	14:0:0	123.40	51.29	5936.00	8.43, 60.00, 0.94
21	2023/6/20 (Martes)	14:5:0	122.50	56.95	6558.10	8.98, 60.00, 0.94
22	2023/6/20 (Martes)	14:10:0	123.10	52.30	6016.40	9.49, 59.90, 0.93
23	2023/6/20 (Martes)	14:15:0	122.40	58.82	6818.60	10.07, 59.90, 0.95
24	2023/6/20 (Martes)	14:20:0	122.30	65.75	7684.50	10.68, 59.90, 0.96
25	2023/6/20 (Martes)	14:25:0	123.20	53.62	6180.30	11.24, 60.00, 0.94
26	2023/6/20 (Martes)	14:30:0	123.30	57.94	6647.60	11.77, 60.00, 0.93
27	2023/6/20 (Martes)	14:35:0	122.30	64.04	7283.80	12.32, 60.00, 0.93
28	2023/6/20 (Martes)	14:40:0	123.70	53.54	6179.60	12.90, 60.00, 0.93
29	2023/6/20 (Martes)	14:45:0	123.90	53.40	6167.70	13.44, 60.00, 0.93
30	2023/6/20 (Martes)	14:50:0	123.80	54.29	6302.20	13.95, 60.00, 0.94

Figura 9. Base de datos registrada.