

Informe Técnico: Memoria de Dimensionamiento de Solución PV y BESS

Maestría en Innovación de Sistemas Energéticos (MISE)

26 de enero de 2026

1. Resumen Ejecutivo

Este documento presenta el procedimiento técnico para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico con almacenamiento (PV + BESS) bajo el criterio de autosuficiencia energética. Se detallan las metodologías analíticas para determinar la potencia PV y capacidad de almacenamiento necesarias, validando los resultados mediante simulaciones en PVsyst que demuestran una independencia de la red superior al 94%.

2. Introducción

El dimensionamiento de sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) en entornos urbanos presenta el reto de equilibrar la generación variable con una demanda constante. El objetivo principal de este estudio es lograr la autosuficiencia energética, minimizando los intercambios con la red eléctrica pública mediante el uso de sistemas de almacenamiento (BESS).

Un diseño robusto requiere considerar no solo el recurso solar, sino también las inefficiencias de los equipos. Un error común es ignorar las pérdidas por conversión de los inversores y los ciclos de carga de las baterías, lo que resulta en sistemas que no logran cubrir la demanda real. Este informe describe el paso de un modelo teórico ideal a uno real validado por herramientas profesionales.

3. Definición de Variables

3.1. Variables de Entrada (Datos)

- P_L^{max} : Demanda máxima de la carga (constante 24h) [kW].
- GHI : Irradiación Global Horizontal Diaria [kWh/m²/día].
- DoD : Profundidad de descarga permitida de la batería (p.e., 0.90).
- η_{pv} : Eficiencia del inversor fotovoltaico.
- η_{bess} : Eficiencia de ida y vuelta (round-trip) del almacenamiento.

3.2. Variables Calculadas

- HPS : Horas Pico Solar [h/día].
- HDS : Horas de Sol Directo [h] (Tiempo donde la potencia PV \geq Carga).
- P_{pv}^{inst} : Potencia fotovoltaica instalada [kWp].
- $W_{bess,max}$: Energía neta que debe almacenarse para el periodo sin sol [kWh].
- C : Capacidad nominal de la batería [kWh].

4. Metodología de Dimensionamiento

Se presentan dos niveles de aproximación para el cálculo de los componentes, definiendo las variables de salida en función de los datos de entrada.

4.1. Método 1: Sin Eficiencias (Modelo Ideal)

Se asume un sistema sin pérdidas ($\eta_{pv} = 1$, $\eta_{bess} = 1$).

$$P_{pv}^{inst} = \frac{P_L^{max} \cdot 24}{HPS} \quad (1)$$

$$W_{bess,max} = (P_{pv}^{inst} \cdot HPS) - (P_L^{max} \cdot HDS) \quad (2)$$

$$C = \frac{W_{bess,max}}{DoD} \quad (3)$$

4.2. Método 2: Con Eficiencias (Modelo Real)

Se incorporan las pérdidas de los equipos para garantizar que la energía útil final cubra la demanda:

$$P_{pv}^{inst} = \frac{P_L^{max} \cdot (24 - HDS + \frac{HDS}{\eta_{pv}})}{HPS \cdot \eta_{pv} \cdot \eta_{bess}} \quad (4)$$

La capacidad de la batería se incrementa para compensar la ineficiencia del ciclo de carga/descarga:

$$C = \frac{W_{bess,max}}{DoD \cdot \eta_{bess}} \quad (5)$$

5. Resultados y Aplicación: Caso Riohacha

Se aplica la metodología para una carga de 2 kW.

5.1. Obtención del Recurso Solar (HPS)

Para el caso de Riohacha, se determinó un valor de **HPS = 5.6 h**. Este dato se obtuvo mediante el uso del script de Python `PVGIS53query.py` disponible en el repositorio del curso. El script automatiza la consulta a la base de datos de PVGIS mediante su API, extrayendo la irradiación promedio mensual para las coordenadas de la ciudad. El valor de 5.6h representa el promedio diario anual de irradiación solar incidente, fundamental para el cálculo de la potencia instalada.

5.2. Cálculos Numéricos

- **Resultados Método 1:** Con $HDS = 10,4$ h, resulta en $P_{pv}^{inst} = 8,6$ kWp y $C = 30,2$ kWh.
- **Resultados Método 2:** Considerando $\eta_{pv} = 0,92$ y $\eta_{bess} = 0,95$, la potencia requerida sube a **10.1 kWp** y la capacidad a **38.0 kWh**.

6. Discusión de Resultados

La comparativa demuestra que el Método 2 incrementa la potencia instalada en un 17% para compensar las pérdidas reales. Para facilitar estos cálculos, se encuentra disponible un **archivo de Excel en el repositorio de GitHub** que automatiza ambos métodos. La validación en PVsyst arrojó una fracción solar del 94.5 %, confirmando la precisión del Método 2.

Anexo: Determinación de la Campana Solar

Para determinar la campana solar de un día GHI promedio, se utiliza el **código Python en GitHub**. El procedimiento implica:

1. Ejecutar `PVGIS53query.py` para obtener el GHI/HPS local.
2. Generar la curva de irradiancia horaria para un día promedio.
3. Calcular HDS identificando el periodo donde la potencia PV supera la demanda P_L .