

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED DE 10 MW.

David Varo^(a) e Higinio F. Menéndez^(b)

(a) Ingeniero de Caminos. Profesor coordinador Universidad Alfonso X, el Sabio.
E.mail: dvaronav@uax.es. Tel.: 918109243

(b) Doctor Ingeniero Industrial UAX. E.mail: hmenemil@uax.es. Tlf: 918109771

19 de octubre de 2016

Universidad Alfonso X El Sabio, Madrid, España.

Resumen

El trabajo consiste en estudiar la influencia de la temperatura en el PR de un Sistema Fotovoltaico conectado a la red. Los datos se toman de los 16 centros de transformación de una central fotovoltaica de 10 Mw ubicados en Córdoba, durante el año 2013. Se ha calculado el PR para la franja horaria diaria de cada mes y de cada uno de los 16 CT comprendida entre 2 horas antes del mediodía solar y 2 horas después, cada diez minutos, así como las pérdidas por temperatura y el resto de pérdidas del sistema, y se ha descrito como varían a lo largo del año.

Palabras clave: TEMPERATURA, PERFORMANCE RATIO, SISTEMA FOTOVOLTAICO

Abstract

The work is to study the influence of temperature on the PR of a photovoltaic system connected to the network. The data are taken from the 16 centers transformation of a photovoltaic plant located in Cordoba, in 2013. It is estimated the PR for daily timeslot of each month and each of the 16 CT between 2 hours before solar noon and 2 hours later, every ten minutes, and temperature losses and other system losses, and has been described as vary throughout the year.

Keywords: TEMPERATURE, PERFORMANCE RATIO, PHOTOVOLTAIC SYSTEM

SUMARIO: 1. Introducción. 2. Influencia de la temperatura del módulo. 2.1 Parámetros eléctricos. 2.2 Efecto de la temperatura en una célula fotovoltaica. 2.3 Efecto de la temperatura en una célula fotovoltaica en el PR. 3. Metodología. 4. Gráficas PR y $1 + \gamma \Delta T$. 5. Gráficas pérdidas debido a la temperatura y resto de pérdidas. 6. Conclusiones. 7. Bibliografía.

SUMMARY: 1. Introduction. 2. Influence of temperature module. 2.1 Electrical parameters. 2.2 Effect of temperature on a photovoltaic cell. 2.3 Effect of temperature on a photovoltaic cell in the PR. 3. Methodology. 4. Charts and PR $1 + \gamma \Delta T$. 5. Charts losses due to temperature and other losses. 6. Conclusions. 7. Bibliography.

1. Introducción

El PR es la variable más importante a ser medida para evaluar el comportamiento global de una instalación fotovoltaica.

El valor del PR está influenciado por una serie de pérdidas que pueden ser más o menos importantes [1][2]:

- Pérdidas por temperatura, ya que los módulos fotovoltaicos presentan una pérdida de potencia por el aumento de su temperatura de operación. Debido a las pérdidas de temperatura los valores de PR son mayores en invierno que en verano.
- Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal, ya que las potencias nominales en condiciones de medida estándar (STC) de los distintos módulos fotovoltaicos fabricados no son idénticas, sino que presentan una determinada dispersión.
- Pérdidas por conexión o mismatch, originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes.
- Pérdidas por suciedad, que puede ser uniforme como polvo o localizadas, como excrementos de animales.
- Pérdidas angulares, cuando la radiación solar incida en un módulo fotovoltaico con un ángulo distinto a 0° .
- Pérdidas espectrales, ya que el espectro solar en cada momento puede variar respecto al espectro normalizado.
- Pérdidas en el cableado, originadas por la caída de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor.
- Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor.
- Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.
- Pérdidas por sombras.

El trabajo consiste en estudiar la influencia de la temperatura en el PR de un Sistema Fotovoltaico conectado a la red. Los datos se toman de los 16 centros de transformación de una central fotovoltaica ubicados en Córdoba, durante el año 2013.

Cada día, durante las horas de sol, del año 2013, de cada uno de los dieciséis centros de transformación cada diez minutos, se dispone de los datos siguientes:

- La potencia de cada uno de los 6 inversores de cada CT (el CT8 posee 8 inversores).
- Tres medidas de la temperatura.
- Tres medidas de Irradiancia.

Con los datos diarios de cada diez minutos calculamos los siguientes parámetros para cada uno de los centros de transformación:

- La suma de las potencias de los inversores.
- El cociente, Y_F , entre el inversor suma y la potencia nominal del grupo

- La temperatura media de las 3 temperaturas medidas.
- La Irradiancia media.
- Y_R expresada como (Irradiancia media / 1000)
- El rendimiento energético global o performance ratio, PR expresado como (Y_F / Y_R).

Con estos parámetros, como indicamos en el apartado 4. hallamos los gráficos del apartado 5.

Los parámetros usados para caracterizar el sistema fotovoltaico han sido establecidos por la Agencia Internacional de la Energía (IEA PVPS) y se describen en la norma IEC 61724 [3]. Los parámetros utilizados se describen a continuación [1][4][5]:

- Productividad final (Y_F).

Es la potencia neta de salida dividida por la potencia nominal (dc) que viene reflejada en la placa de características del módulo fotovoltaico solar. Representa el número de horas que debería de funcionar a esa potencia para proporcionar dicha potencia de salida.

Es la energía útil anual producida por el sistema en un cierto período de tiempo por unidad de potencia instalada, expresada en kWh/kWp.

$$Y_F = \frac{E_{AC,red}}{P_{pico}}$$

- Productividad de referencia (Y_R).

Es la irradiación solar anual incidente en el plano del generador fotovoltaico, $H_a(\alpha, \beta)$, expresada en kWh/m², respecto de la irradiancia en condiciones estándar (G^* de 1 kW/m², T^a de 25°C). Expresada en horas.

$$Y_R = \frac{H_a(\alpha, \beta)}{G^*}$$

- El rendimiento energético global del sistema (Performance Ratio), PR.

Se define como un factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a los rendimientos de conversión DC/AC y de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y al hecho de que el rendimiento de las células solares en la realidad es inferior al que indica el valor de su potencia nominal, debido a que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25 °C; y es el cociente entre la productividad final o “Final Yield”, y la productividad de referencia o “Referente Yield”.

Es la relación entre la energía generada y la energía disponible.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

2. Influencia de la temperatura del módulo.

2.1 Parámetros eléctricos. [6]

- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): intensidad que se obtiene de la célula cuando, en ausencia de cargas externas y tras haber sido cortocircuitada en sus terminales, la tensión en bornes es nula.
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}): máxima tensión que puede obtenerse de la célula cuando no hay conectado ningún consumo y la intensidad que circula es nula.
- Potencia máxima o potencia pico (P): potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

$$P = I_{sc} \cdot V_{oc}$$

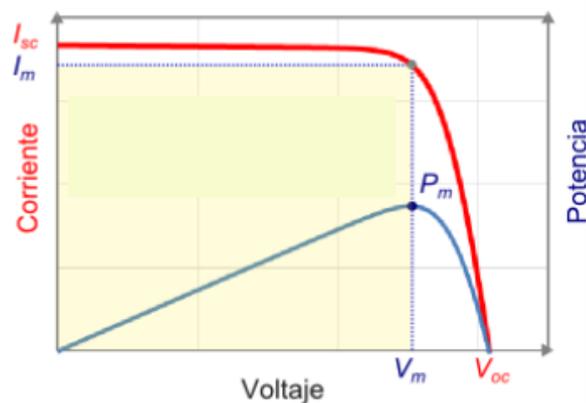


Fig. 2.1 Efecto de la temperatura en una célula fotovoltaica.

La temperatura tiene un efecto importante en la eficiencia de un sistema fotovoltaico. Cuanto mayor es la temperatura, menor es el ancho de banda de los semiconductores, lo cual tiene dos efectos:

- Reducción de la tensión de circuito abierto, V_{oc} . Se reduce por tanto la tensión nominal de salida de los paneles.
- Aumento de la corriente.

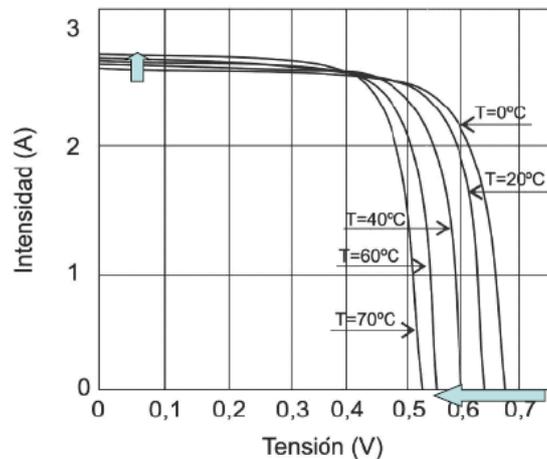


Fig. 2.2 Efecto de la temperatura en la característica I-V

De los dos efectos, el dominante es el primero de ellos, ya que el aumento de corriente es muy pequeño frente a la disminución lineal de la tensión. Por ello al hacer el producto se tiene una potencia menor, y de ahí un coeficiente de temperatura negativo.

Para calcular la magnitud del efecto de la temperatura, es necesario conocer el valor de temperatura al que trabaja el módulo, que dependerá de la temperatura ambiente y del nivel de irradiancia y la Temperatura de Operación Nominal de la Célula, TONC. Este valor corresponde al que alcanzaría la célula a 20°C y con un nivel de irradiancia de 800 W/m², siendo 1 m/s la velocidad del viento, y debe ser proporcionado por el fabricante de las células.

$$T_{\text{módulo}} = T_{\text{ambiente}} + \frac{G_{\text{total}}}{800} (TONC - 20)$$

Donde G_{total} es la irradiancia total en una hora determinada, en W/m², y TONC, en °C.

El coeficiente de temperatura de potencia mide como afecta a la potencia el aumento de 1°C con respecto a la temperatura de referencia de 25°C.

Conocido este factor y la temperatura del módulo se puede calcular la pérdida de eficiencia:

$$\eta_{\text{temp}} = 1 + \gamma(T_{\text{módulo}} - 25)$$

Donde γ es el coeficiente de temperatura, en °C⁻¹ y en tanto por uno, y $T_{\text{módulo}}$ en °C.

2.3 Efecto de la temperatura en una célula fotovoltaica en el PR. [7]

La variación del PR debido a la temperatura sigue la fórmula siguiente:

$$PR = PR_0 \cdot (1 + \gamma\Delta T)$$

Donde PR es el valor del PR real, PR_0 , el PR en condiciones CEM, γ , el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura, dado por el fabricante, y ΔT es la diferencia de la temperatura del módulo menos 25°C .

Para γ , se toma para el cálculo, el valor de la media ponderada de los 3 tipos de módulos solares (-0,44%/K).

- Solarwatt: -0,46%/K.

- Canadian Solar: -0,43%/K.

- Isofoton: -0,44%/K.

3. Metodología.

A lo largo del año 2013, de cada uno de los dieciséis centros de transformación (CT1 a CT16) de la central fotovoltaica de Córdoba, diariamente, cada diez minutos, se dispone de datos que nos permiten calcular el PR.

Se ha calculado la hora del mediodía Solar en el sitio de la instalación, con objeto de trabajar con los datos de mayor irradiación solar. Una vez obtenidos estos valores, se centra el estudio en la franja horaria diaria de cada mes y de cada uno de los 16 CT comprendida entre 2 horas antes del mediodía solar y 2 horas después.

Se ha calculado el PR medio de cada día en los 16 CT.

También se ha calculado la temperatura media a partir de los datos de tres temperaturas obtenidas en la central. Obtenemos el valor de $\gamma\Delta T$ cada diez minutos cada día en el periodo de estudio referido (desde las 10 a las 14, hora solar) y se obtiene la media aritmética para cada día y para cada mes.

Al dato anterior le sumamos 1 y obtenemos la relación $\frac{PR}{PR_0}$ que nos da la influencia de la temperatura sobre 1.

Cuando la temperatura del módulo es inferior a 25°C , $\gamma\Delta T$ es positivo, por lo que se suma a 1. Es lo que ocurre en los días de los meses fríos, como enero.

Cuando la temperatura del módulo es superior a 25°C , $\gamma\Delta T$ es negativo, por lo que se resta a 1. Es lo que ocurre en los días de los meses cálidos, como junio.

La representación de lo antes expuesto son las gráficas del apartado 4. En ellas se observa que cuando $1+\gamma\Delta T$ está cerca o es superior a 1, el resto de las pérdidas ($1+\gamma\Delta T-PR$) es mayor que cuando no lo está.

4. Gráficas PR y $1+\gamma\Delta T$.

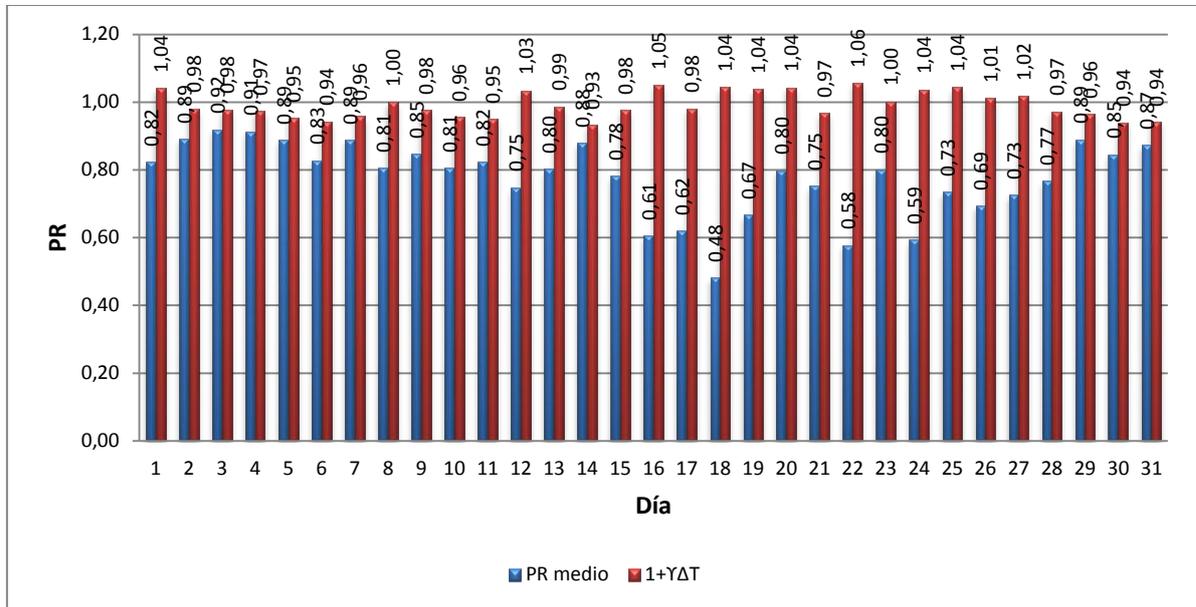


Fig. 4.1 Enero 2013

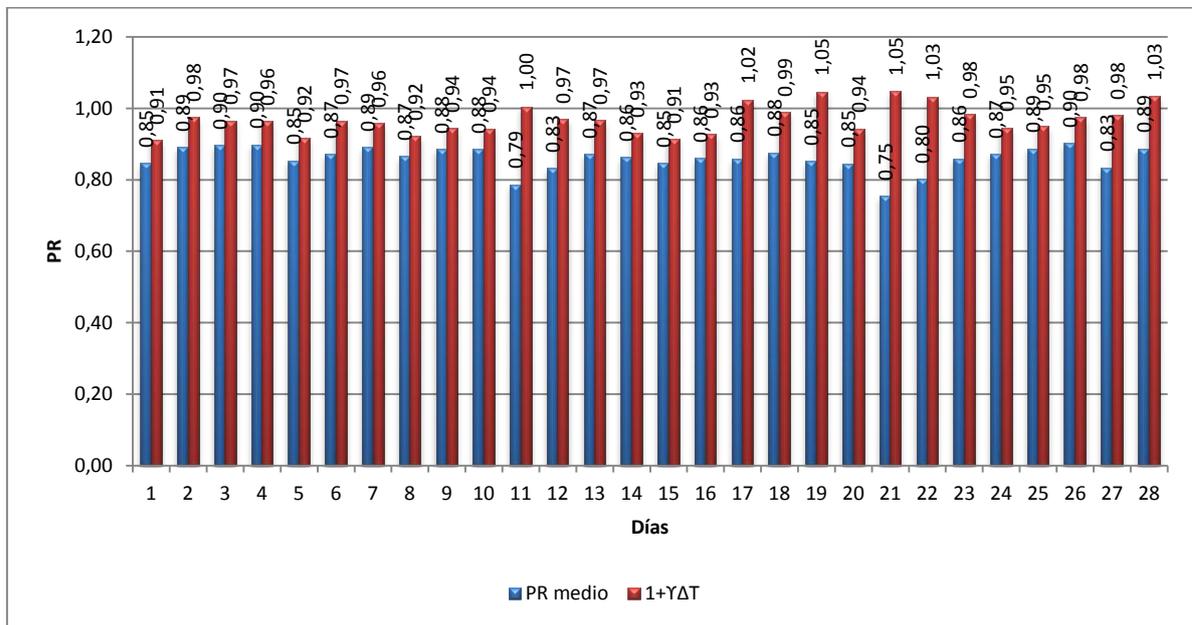


Fig. 4.2 Febrero 2013

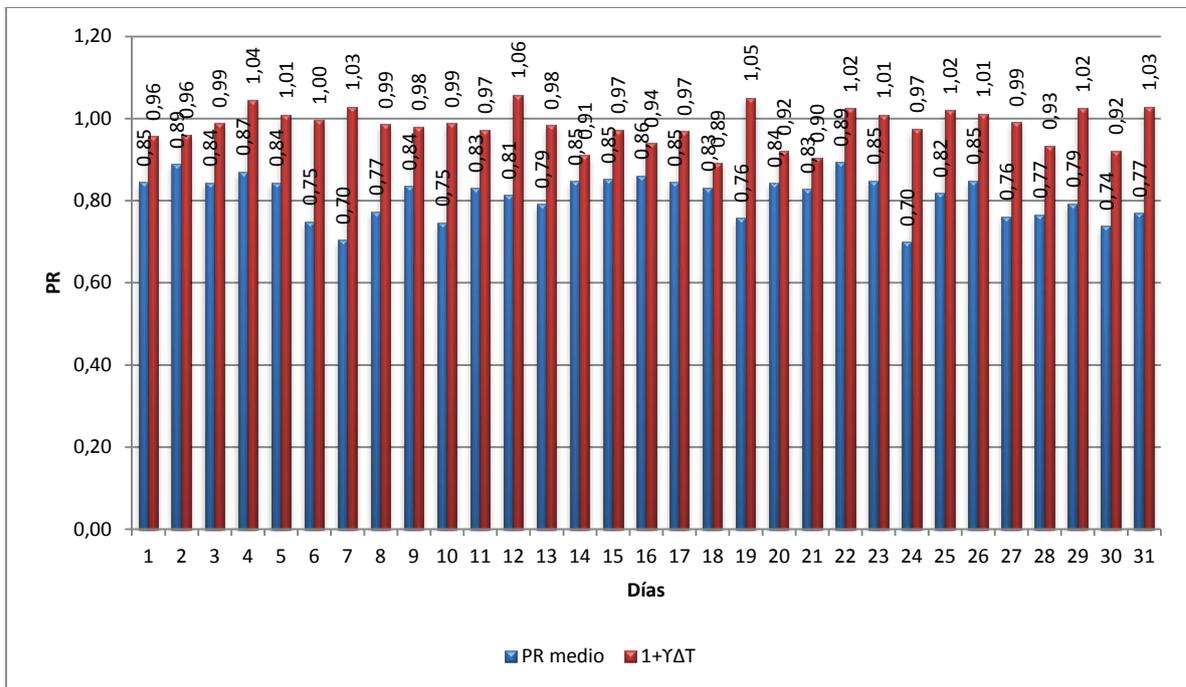


Fig. 4.3 Marzo 2013

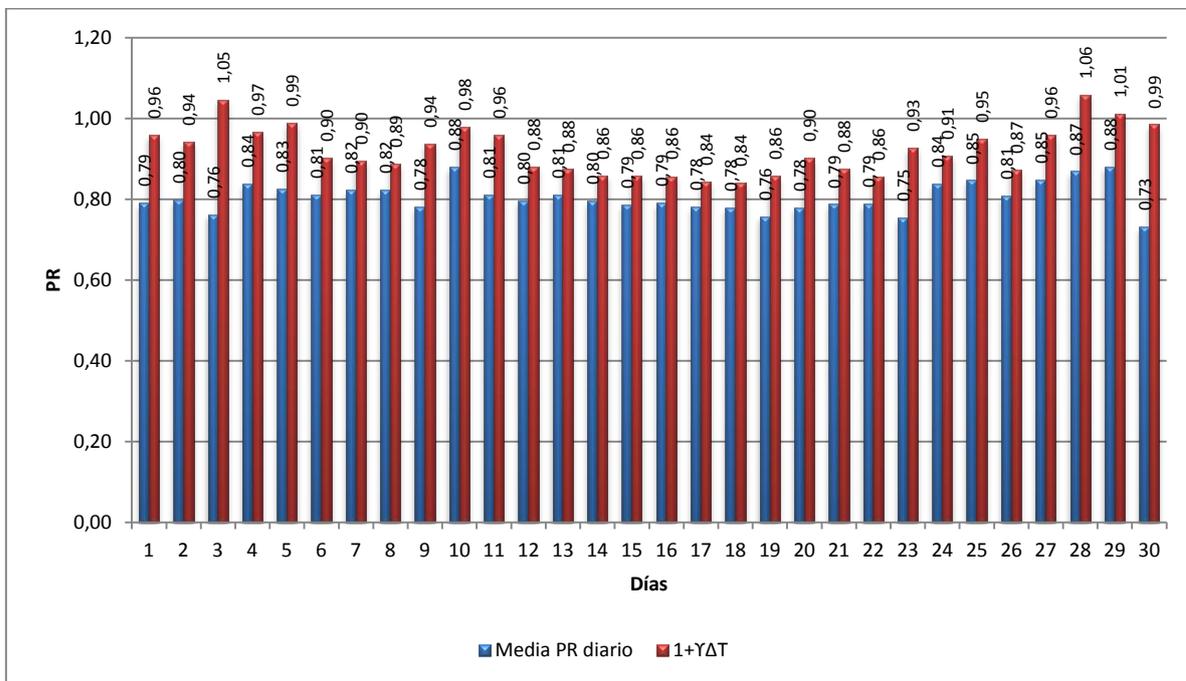


Fig. 4.4 Abril 2013

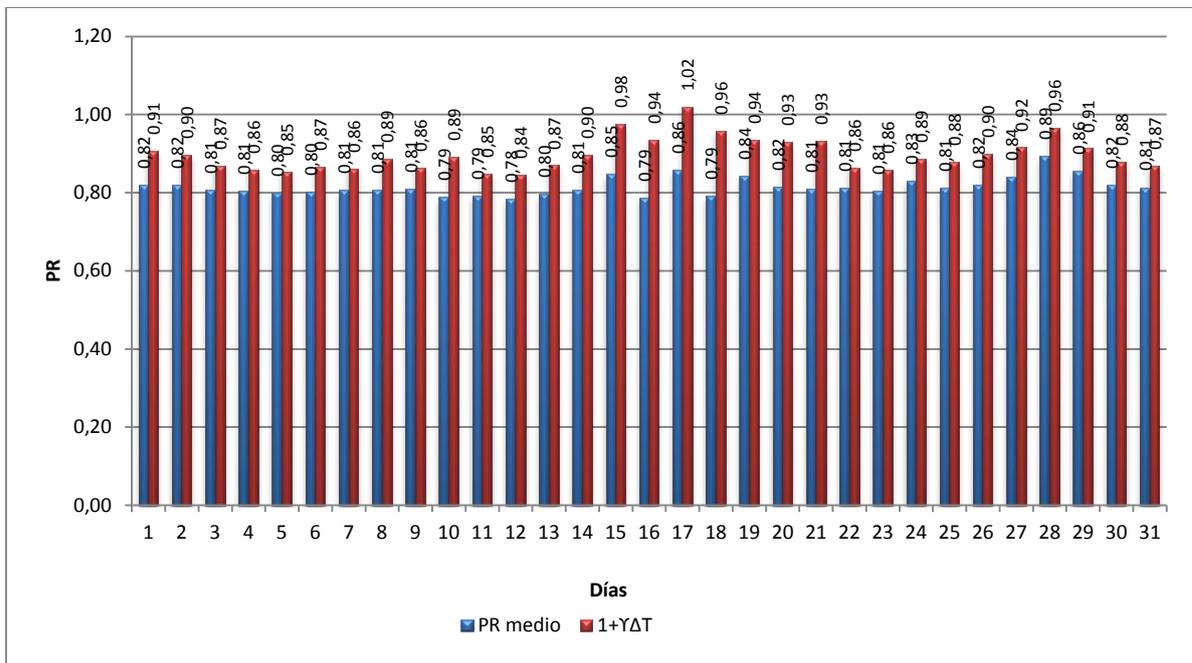


Fig. 4.5 Mayo 2013

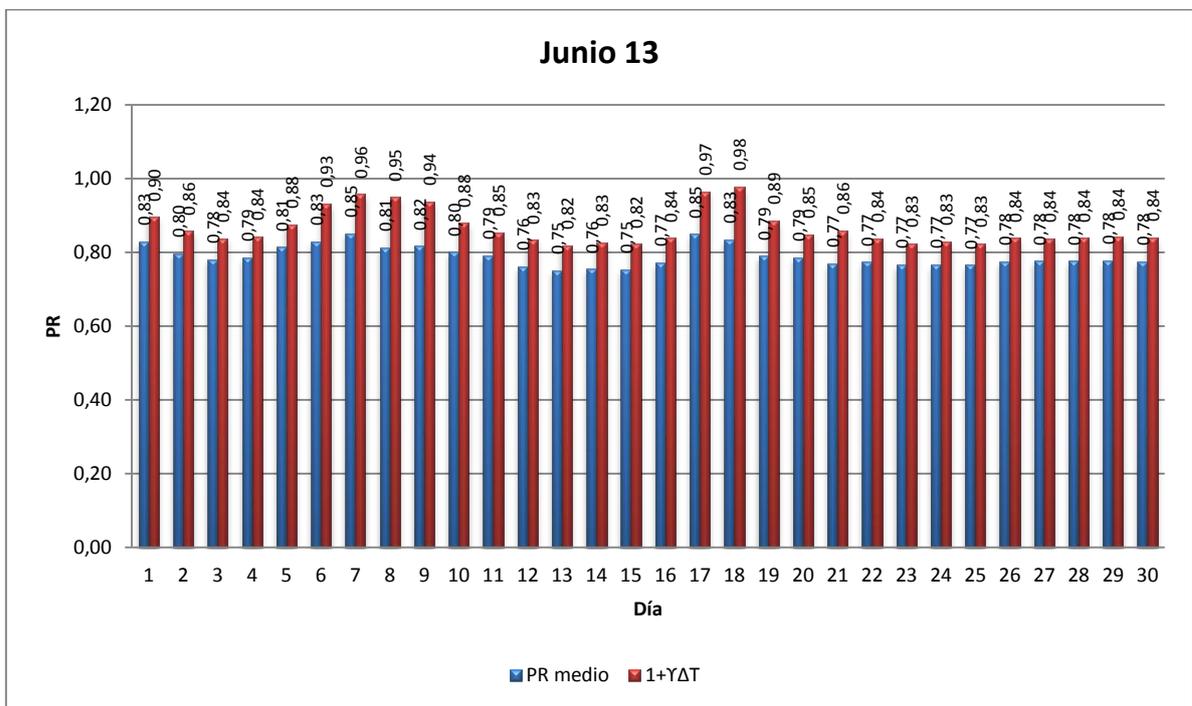


Fig. 4.6 Junio 2013

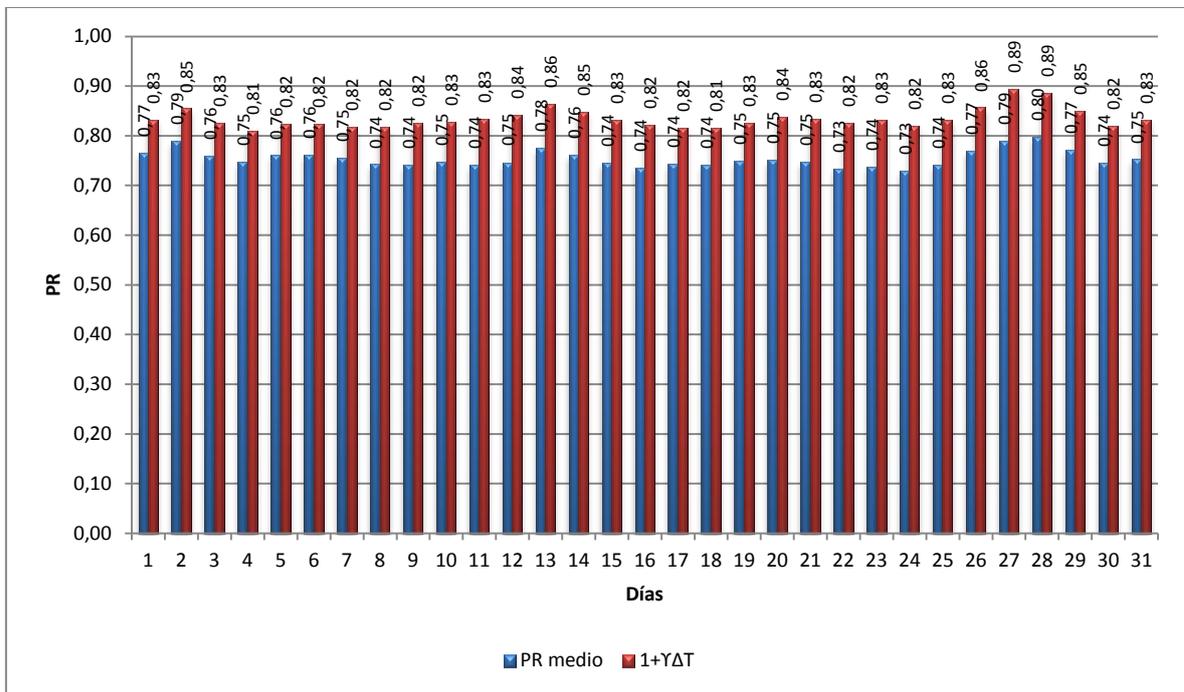


Fig. 4.7 Julio 2013

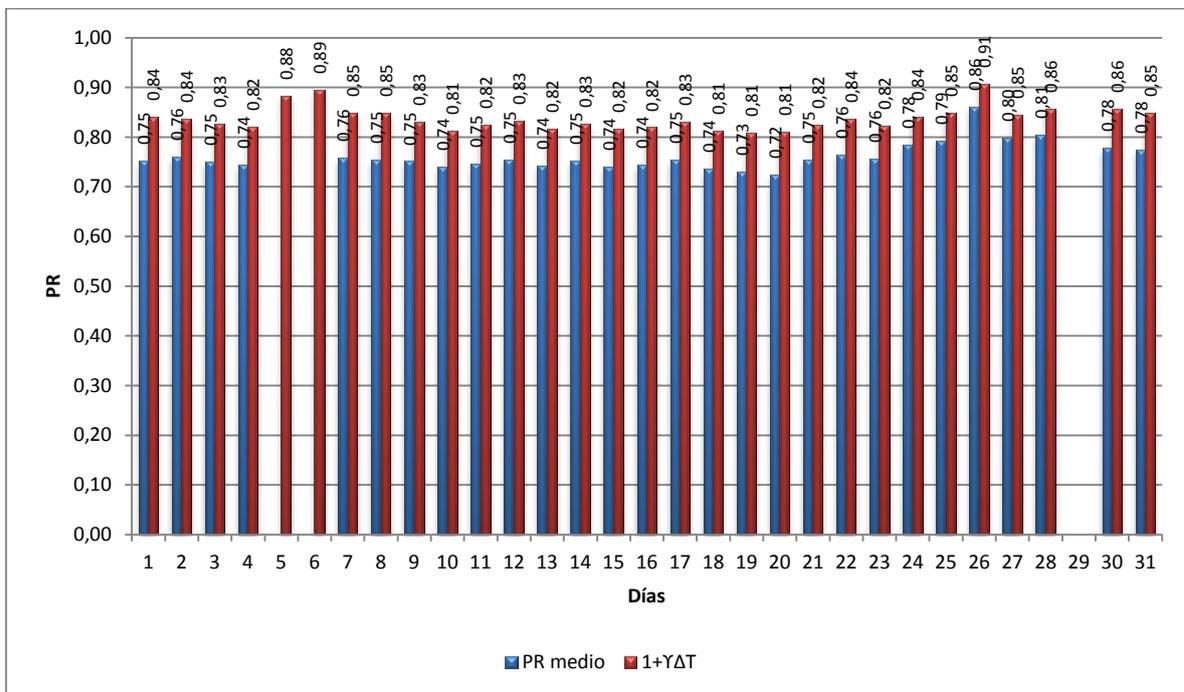


Fig. 4.8 Agosto 2013

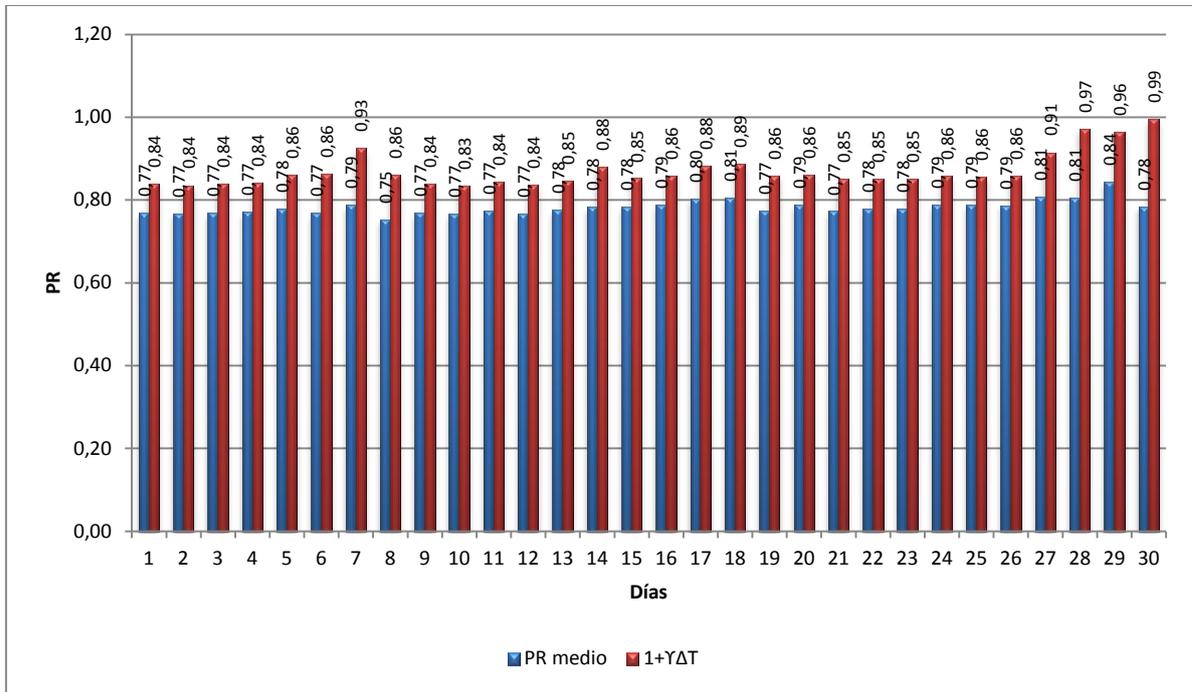


Fig. 4.9 Septiembre 2013

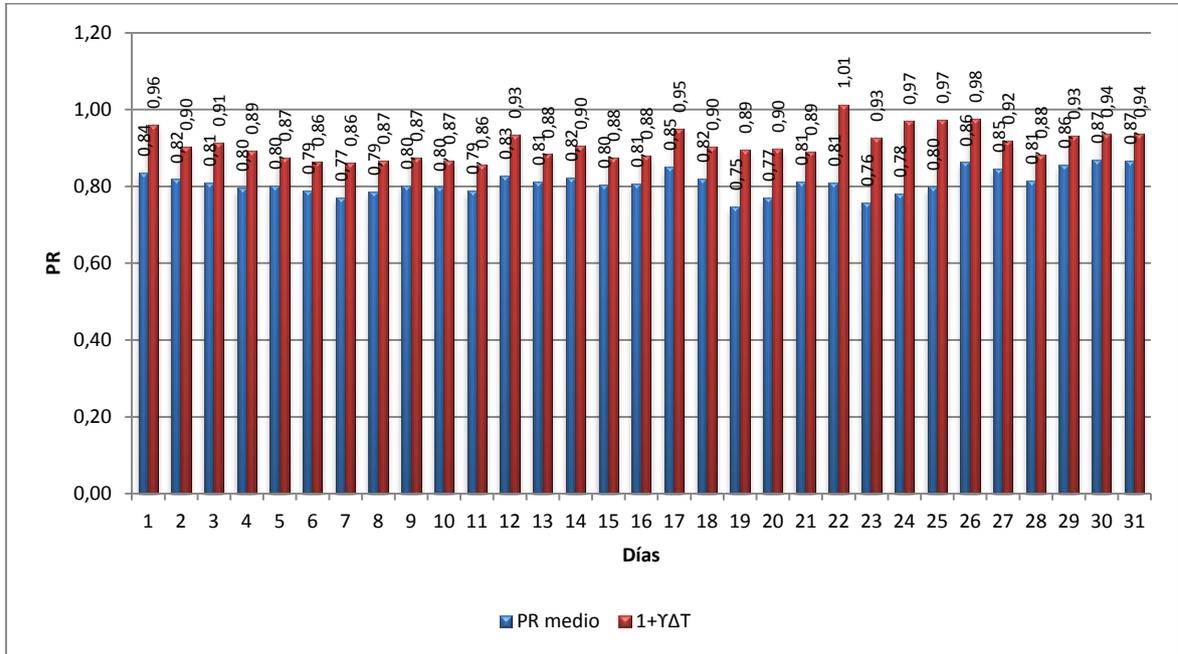


Fig. 4.10 Octubre 2013

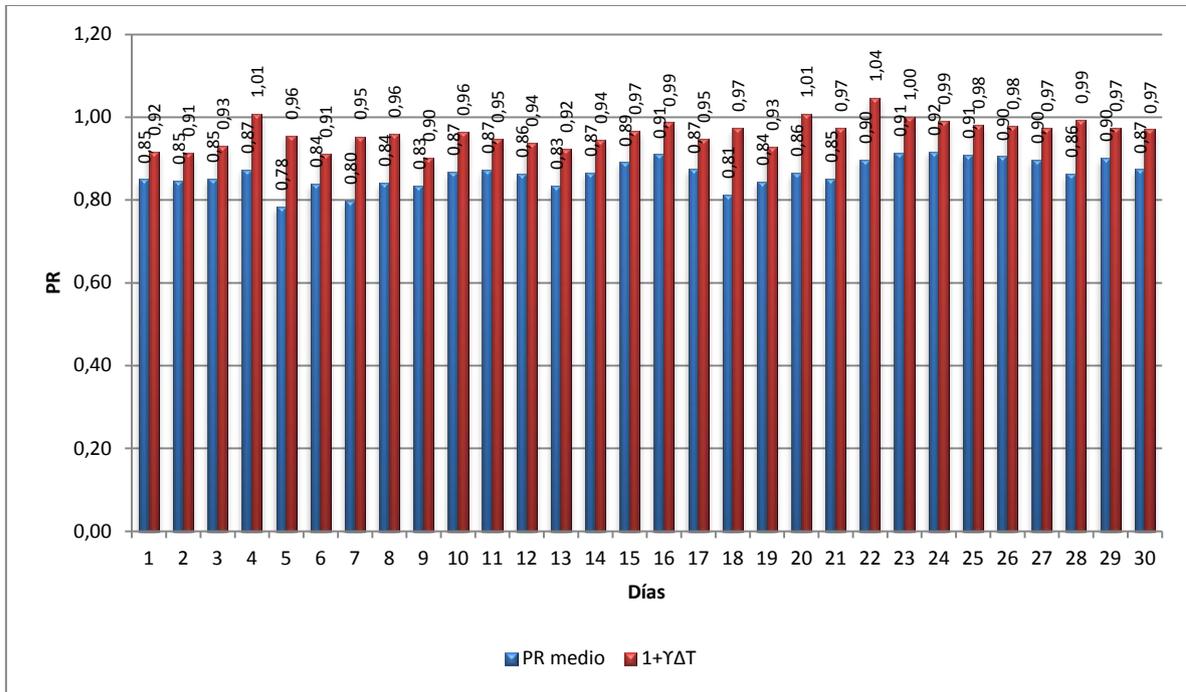


Fig. 4.11 Noviembre 2013

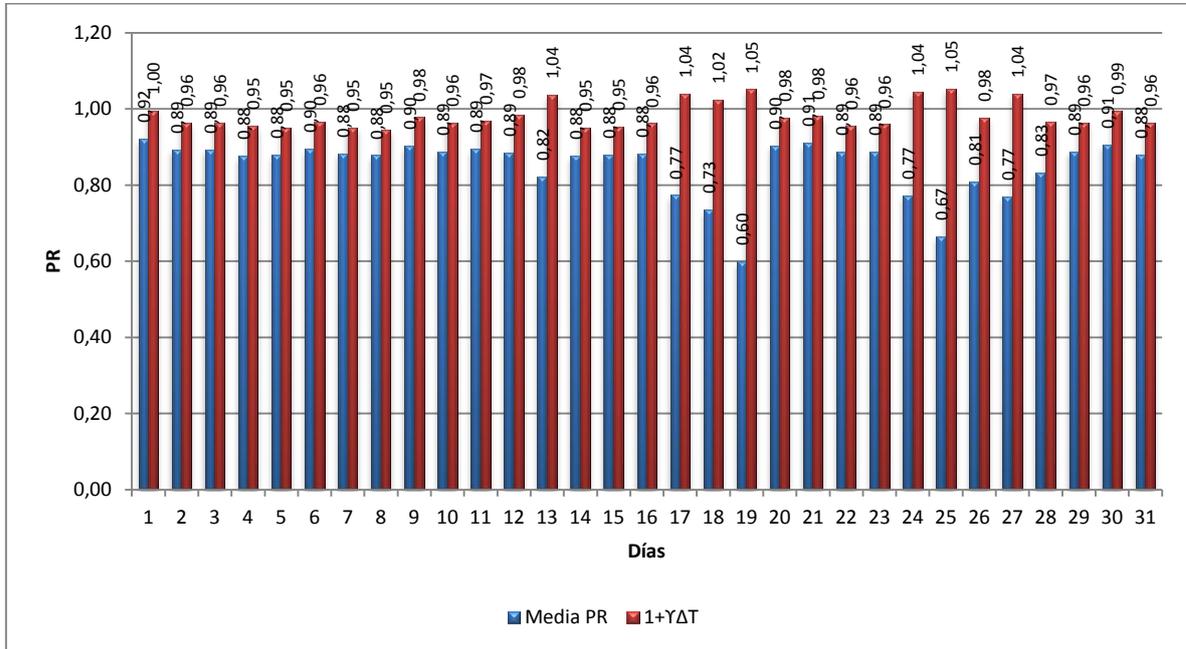


Fig. 4.12 Diciembre 2013

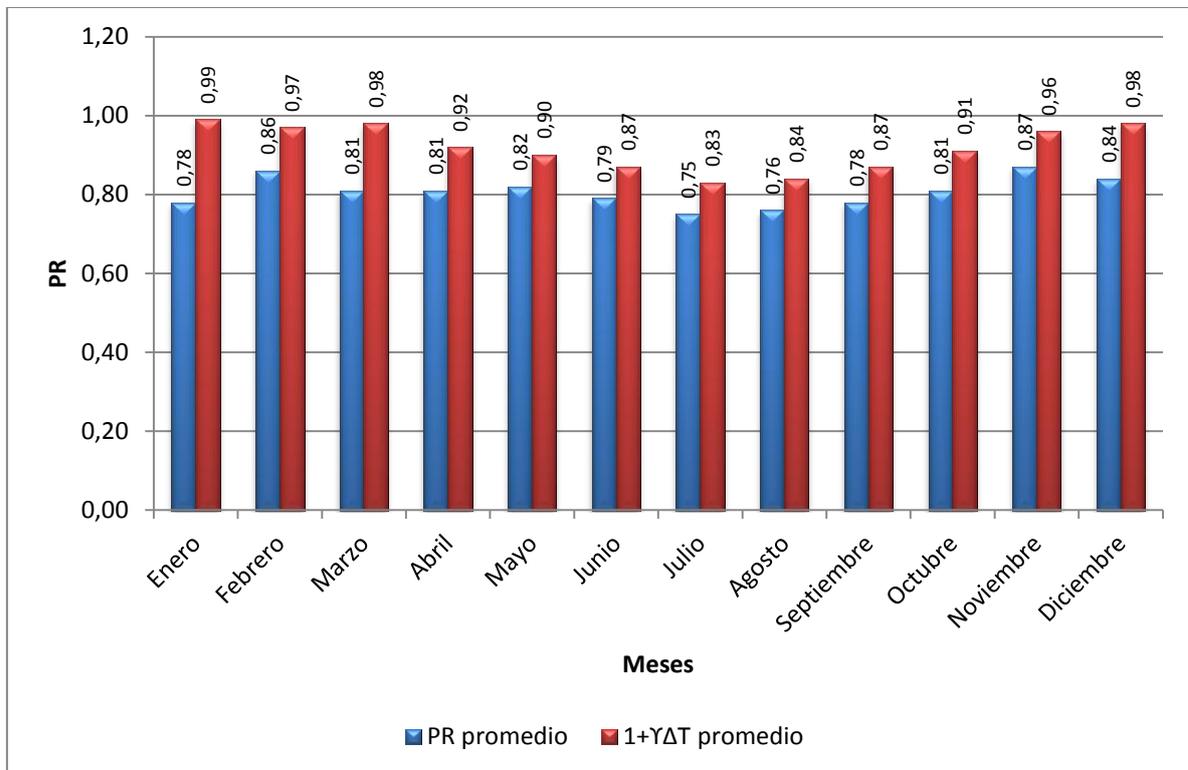


Fig. 4.13 Promedio del año 2013.

5. Gráficas pérdidas debido a la temperatura y resto de pérdidas.

Los valores de $\gamma\Delta T$ nos dan las pérdidas por temperatura. Se puede comprobar que en los meses fríos dichas pérdidas son negativas, es decir, que son ganancias.

Los valores de $1+\gamma\Delta T-PR$ nos dan el resto de las pérdidas.

Se puede observar que el resto de las pérdidas son menores en los meses cálidos, donde son mayores las pérdidas por temperatura, y al contrario en los meses fríos.

Cuanto menores (o negativas) son las pérdidas por temperatura, mayores son el resto de las pérdidas.

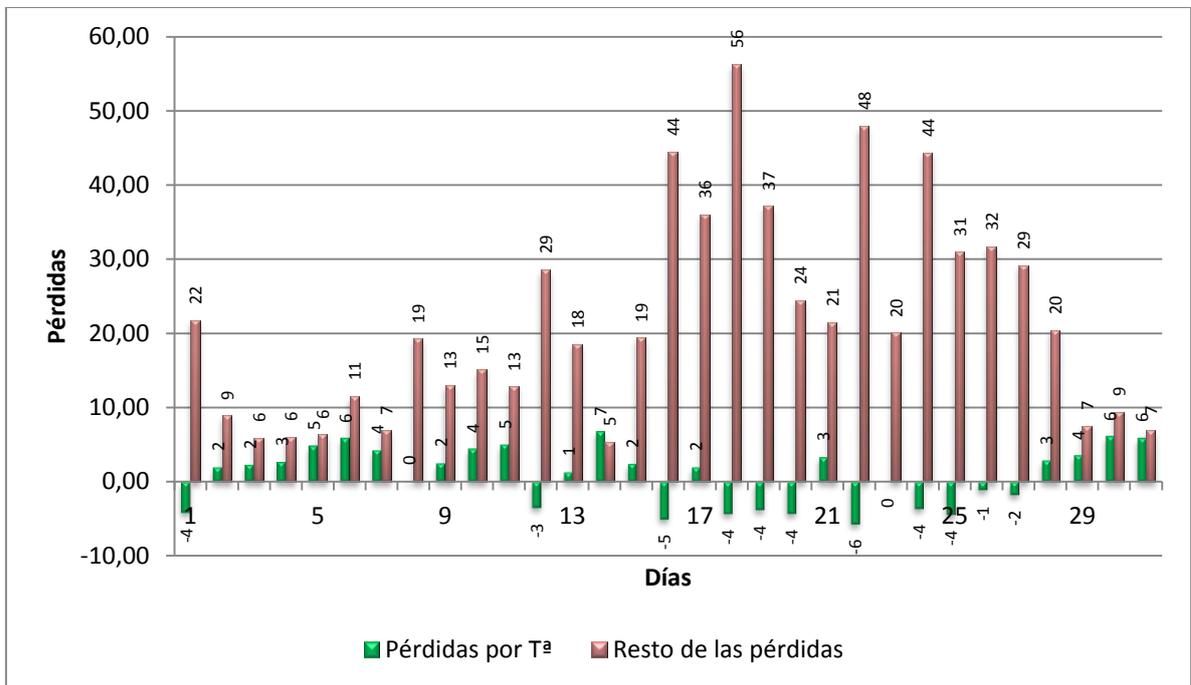


Fig 5.1 Pérdidas Enero (%)

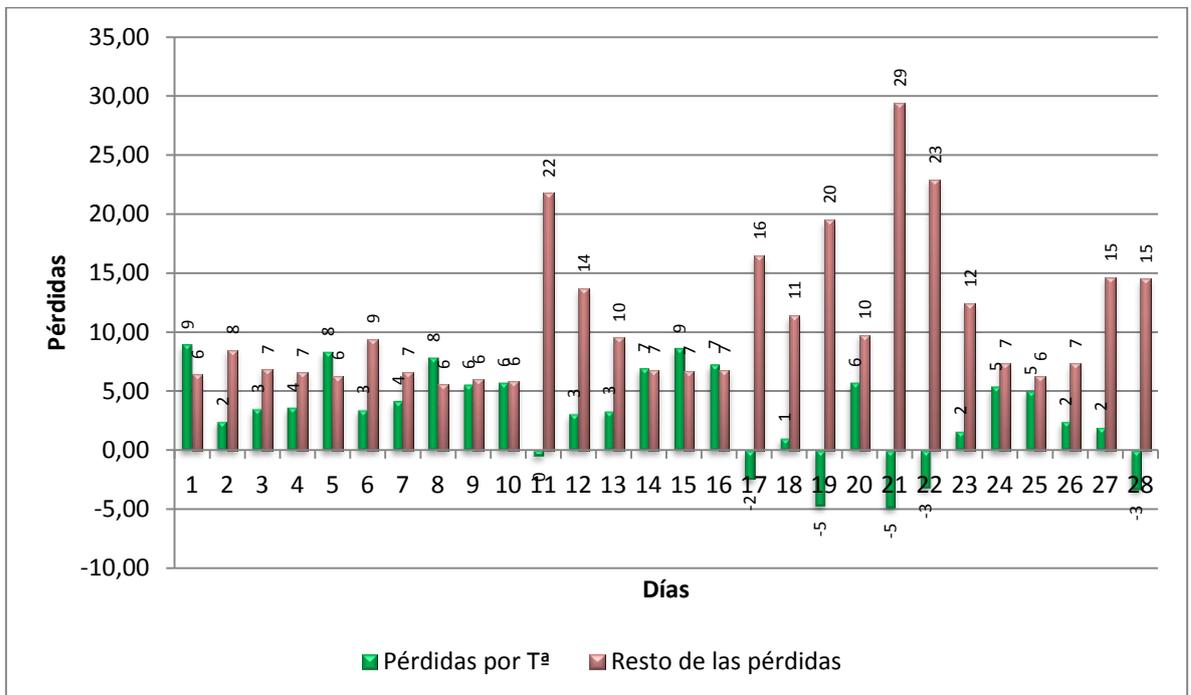


Fig 5.2 Pérdidas Febrero (%)

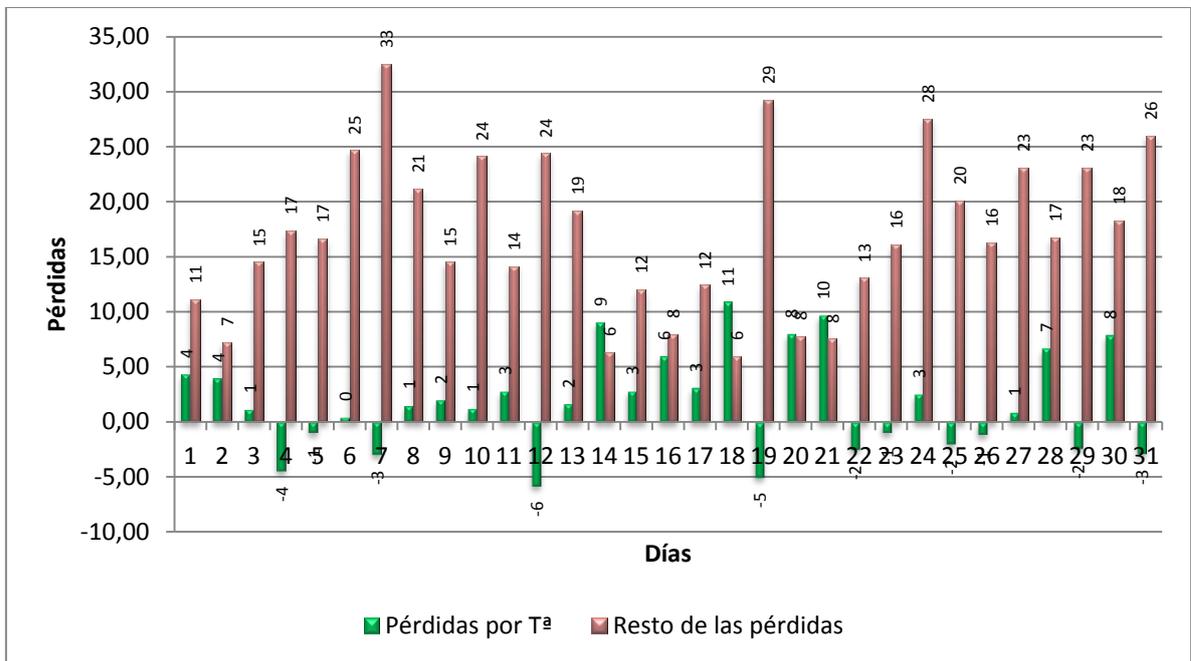


Fig 5.3 Pérdidas Marzo (%)

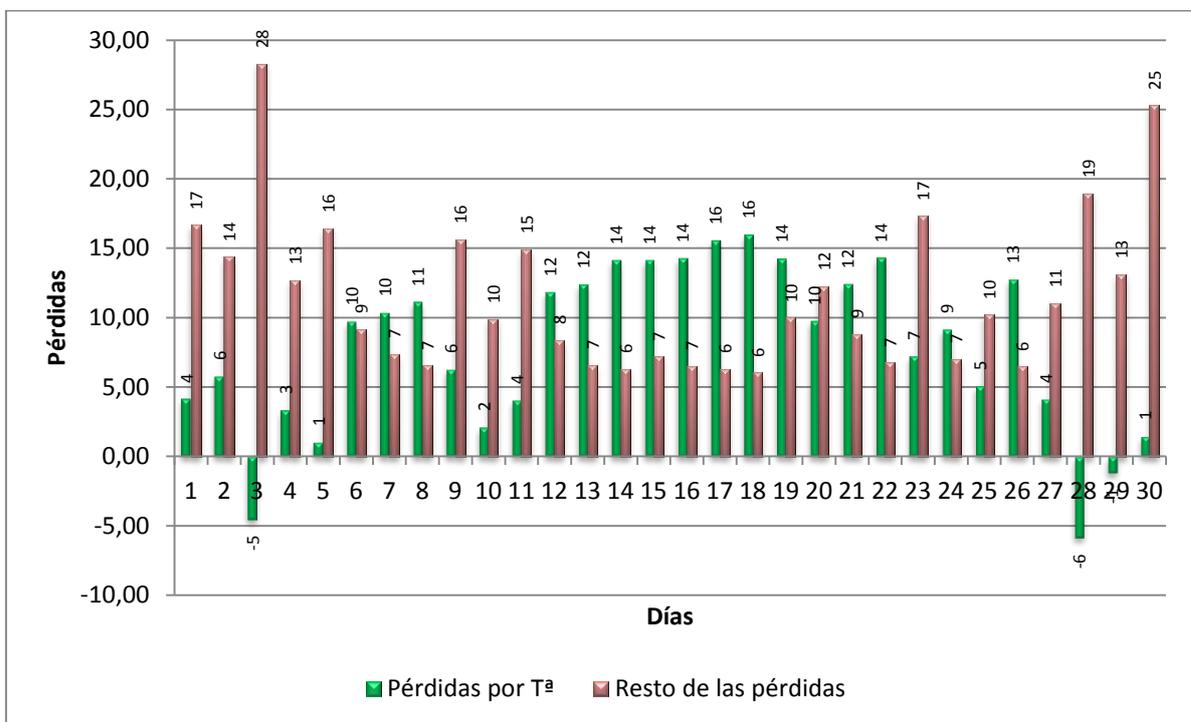


Fig. 5.4 Pérdidas Abril (%)

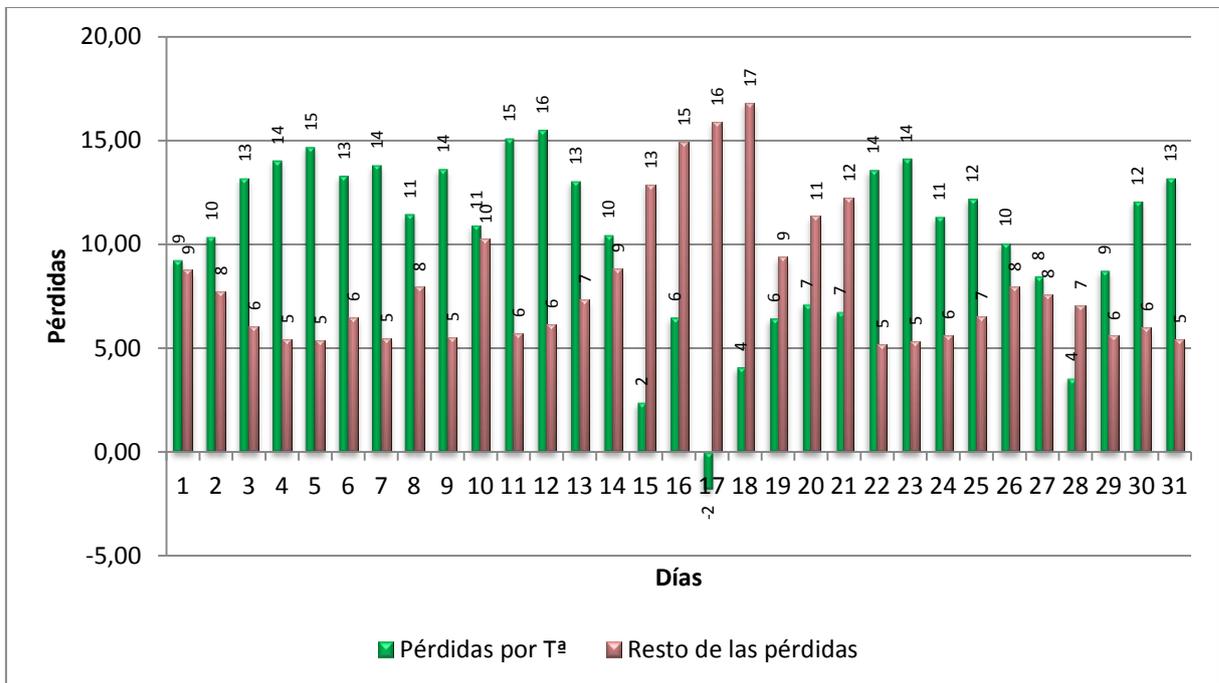


Fig. 5.5 Pérdidas Mayo (%)

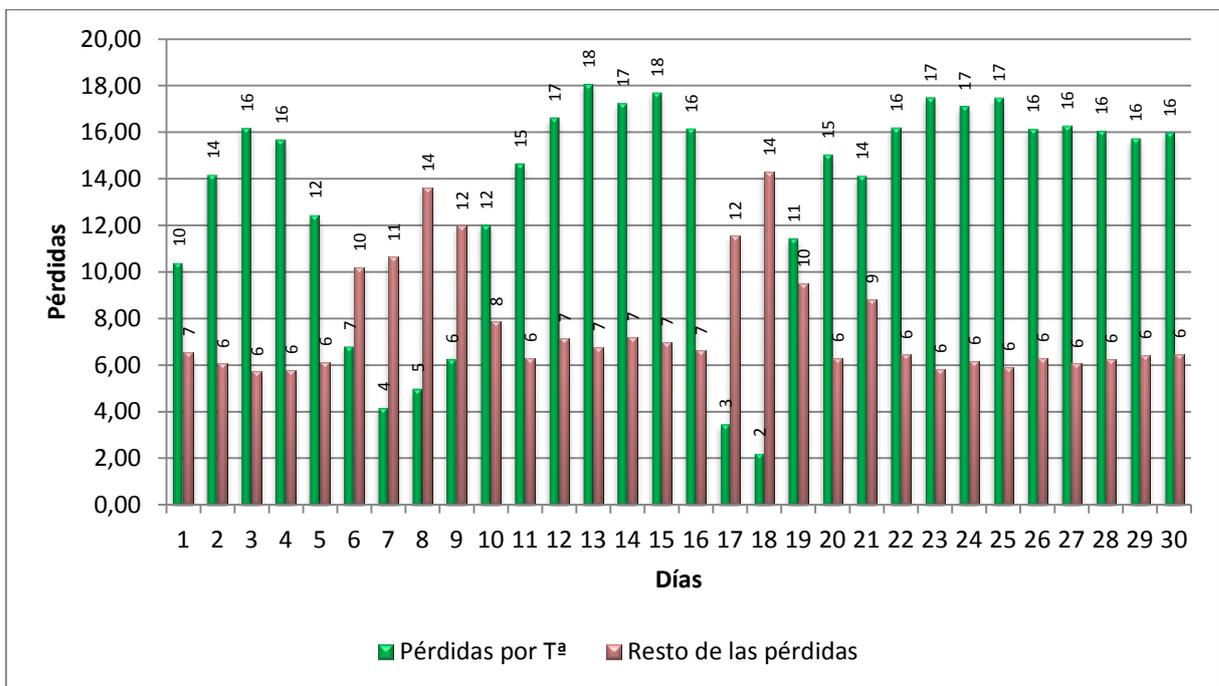


Fig 5.6 Pérdidas Junio (%)

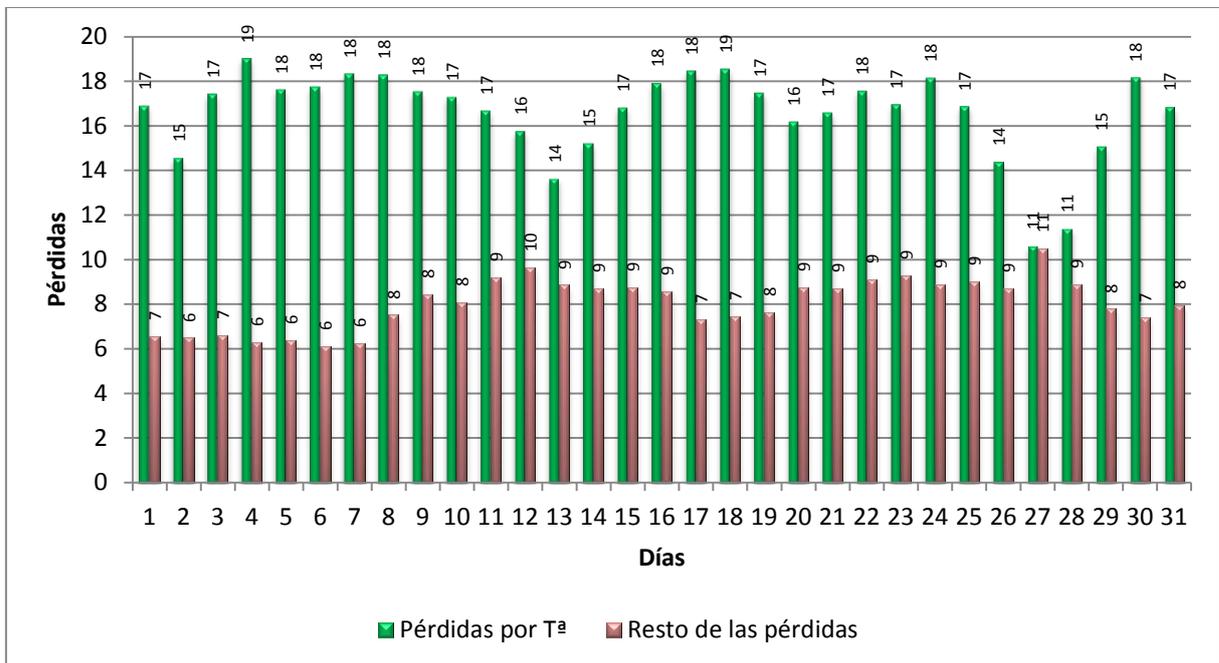


Fig 5.7 Pérdidas Julio (%)

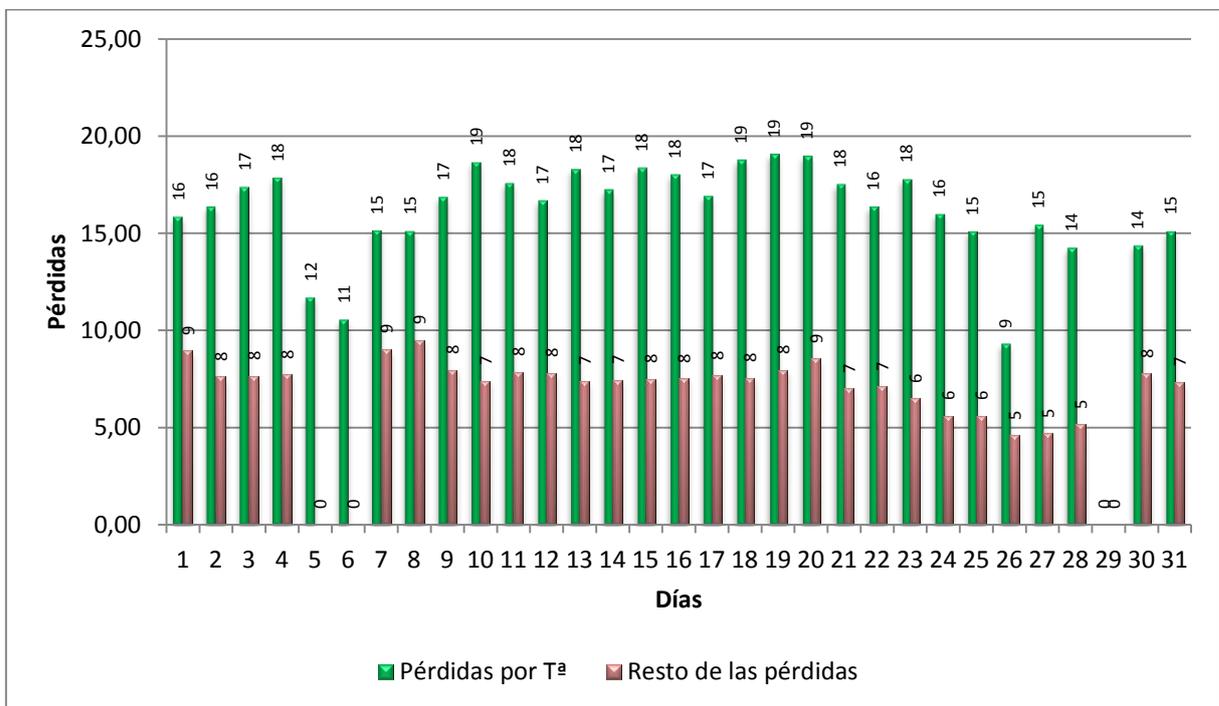


Fig 5.8 Pérdidas Agosto (%)

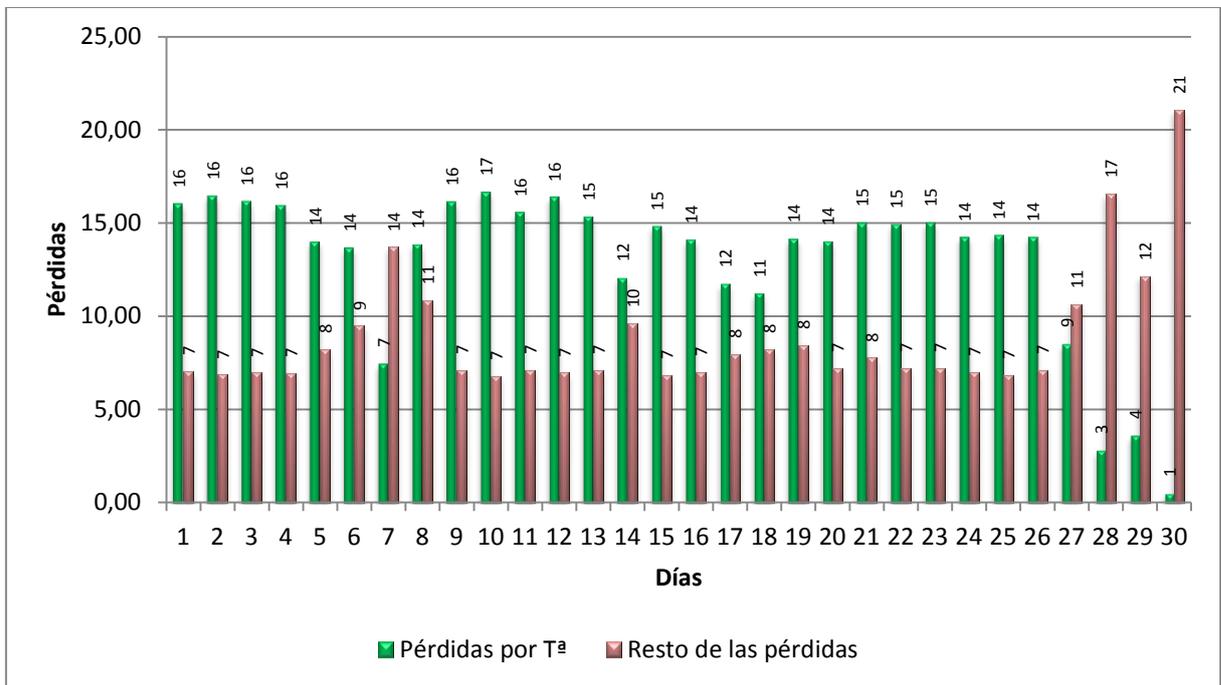


Fig 5.9 Pérdidas Septiembre (%)

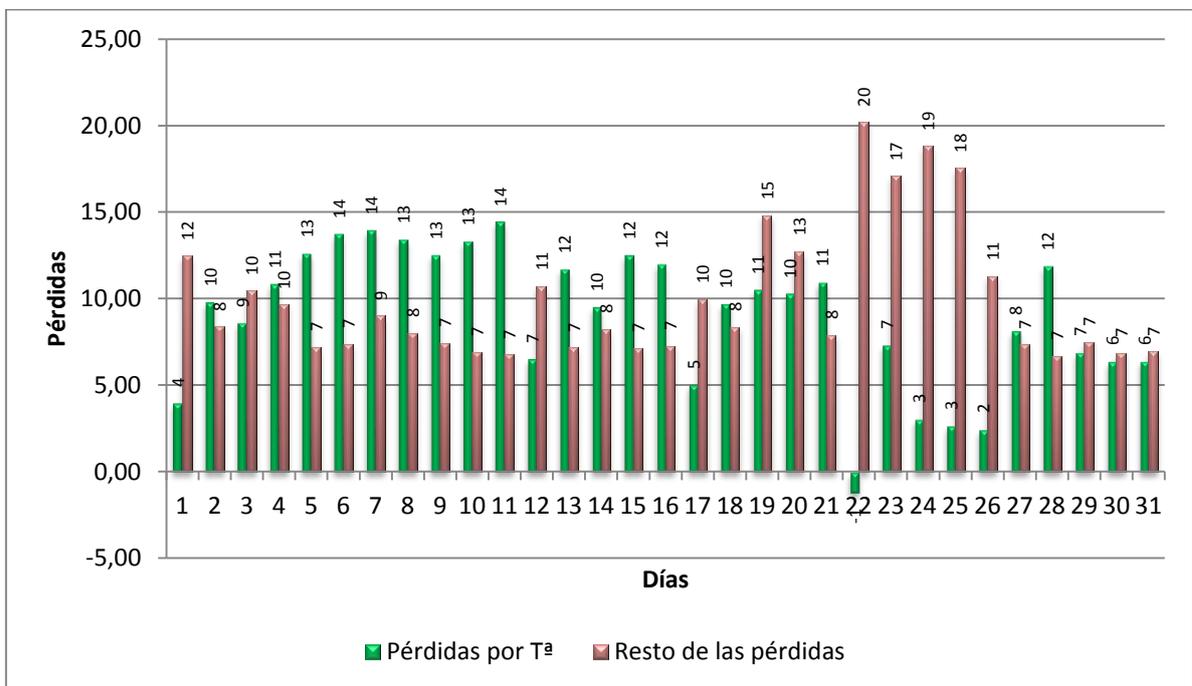


Fig 5.10 Pérdidas Octubre (%)

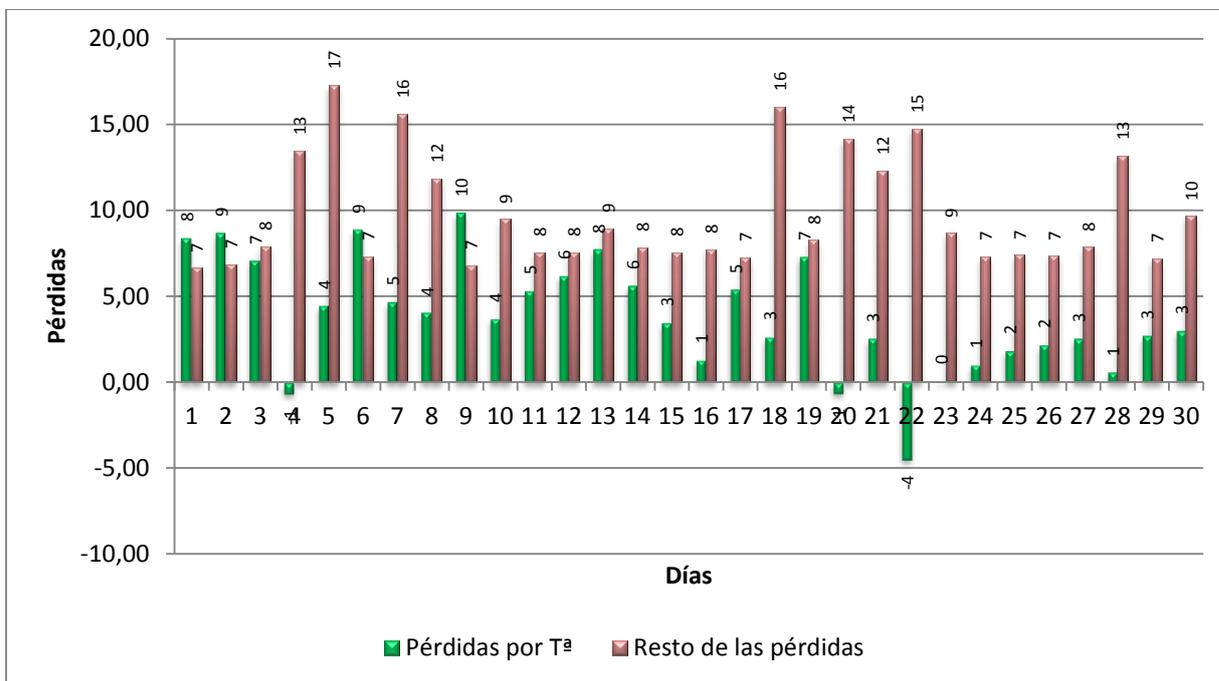


Fig 5.11 Pérdidas Noviembre (%)

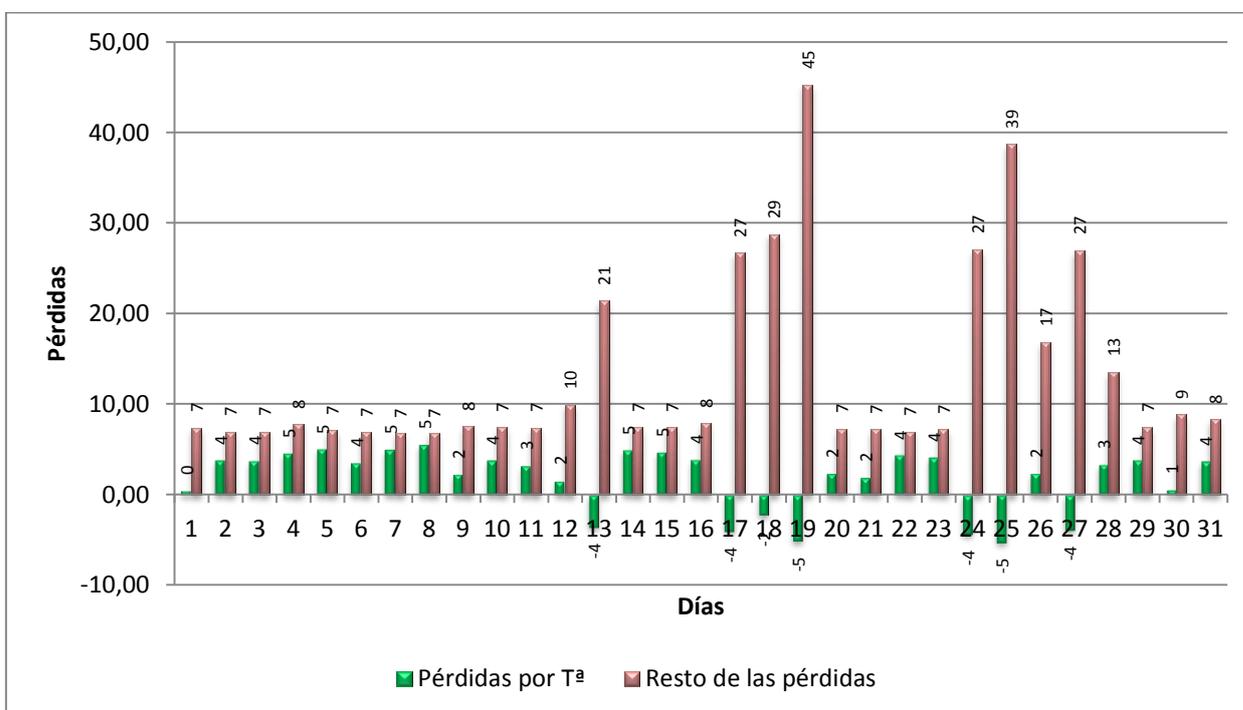


Fig 5.12 Pérdidas Diciembre (%)

El promedio de las pérdidas debido a la temperatura y el promedio del resto de las pérdidas quedan reflejados en la siguiente gráfica.

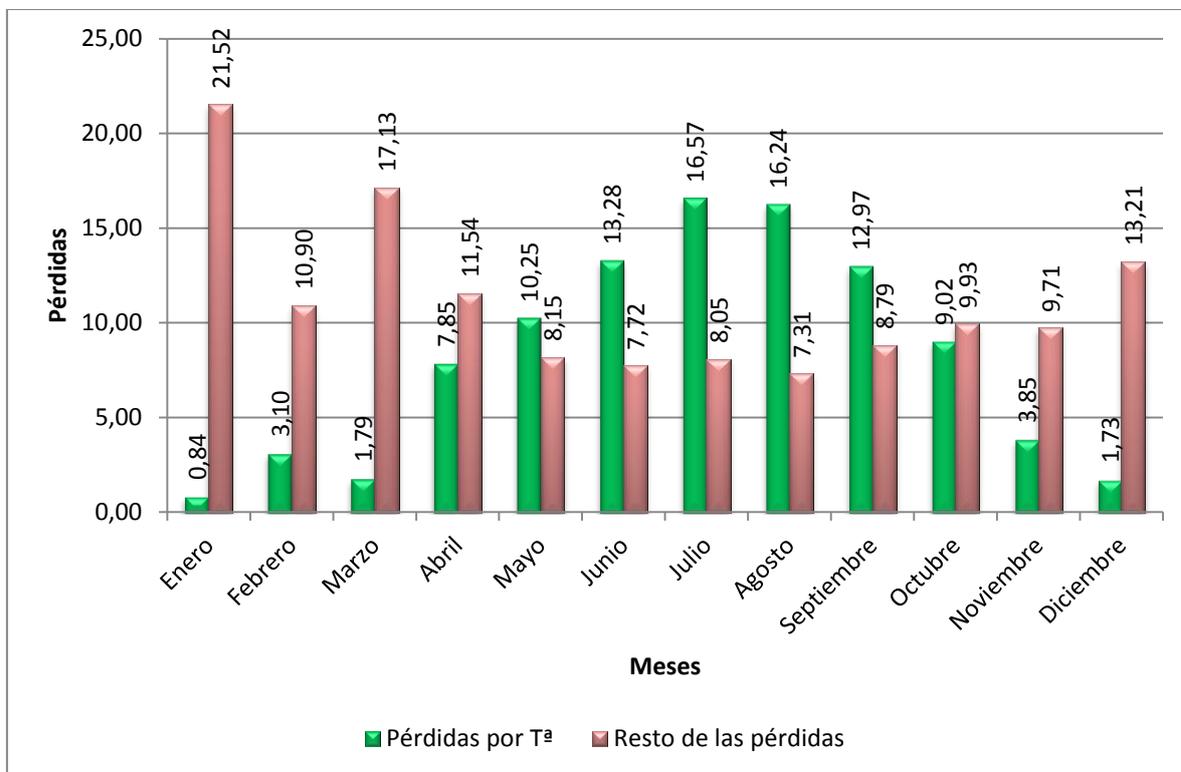


Fig 5.13 Pérdidas Promedio 2013 (%)

6. Conclusiones

En las gráficas adjuntas a este trabajo se puede observar la influencia de la temperatura en el PR, y también la influencia del resto de pérdidas.

Estudiando la fig. 5.13 se ve claramente que las pérdidas por temperatura son mucho más influyentes en los meses de más calor (mayo, junio julio, agosto y septiembre) que en los meses más fríos. En estos meses fríos la pérdida por temperatura afecta muy poco, aumentando la influencia del resto de pérdidas.

Estudiando las gráficas mensuales en las figuras de los meses más fríos (sobre todo las fig. 5.1 a fig. 5.3 y fig 5.11 y fig. 5.12, correspondiente a los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre) muchos días las pérdidas por temperatura son negativas. Ocurre también en algunos días de meses no tan fríos (como abril, mayo y octubre), pero con días de baja temperatura puntuales.

Que las pérdida por temperatura sean negativas indica que se pueden considerar como ganancias a la ahora de la resta de todas las pérdidas. Lo que quiere decir que en estos días de pérdidas por tempertura negativa el PR debido a la temperatura, no disminuye, sino que aumenta. En estos casos el resto de pérdidas aumenta mucho.

Estudiando los meses cálidos, como por ejemplo junio, julio y agosto, se ve que al aumnetar el valor de las pérdidas por temperatura, disminuyen el resto de pérdidas. Pero que en días puntuales en los que las pérdidas por temperatura descienden como ocurre entre el 6 y el 9 de junio, el resto de pérdidas aumenta.

Finalmente, mirando las figuras, se ve la relación muy clara entre la pérdida por temperatura y el resto de pérdidas. Como aumentan o disminuyen las pérdidas por temperatura, influyendo más o menos y como afectan menos o más el resto de pérdidas respectivamente.

7. Bibliografía

- [1] IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2011). Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- [2] Alonso, M., Chenlo, F. (2006). Estimación de la energía generada por un sistema Fotovoltaico conectado a red. Ciemat. Laboratorio de sistemas fotovoltaicos. Madrid. pp. 2-5.
- [3] IEC Standard 61724. (1998). Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis. Geneva, Switzerland.
- [4] Nofuentes, G. (2011). Seminarios PV in Bloom. Estimacion de la energia generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red. Recuperado de http://www.ujaen.es/investiga/solar/documentacion_pv_in_bloom/Seminarios%20PV%20in%20Bloom.%20Estimacion%20de%20la%20energia%20generada..pdf
- [5] Amador, J. (2011). Seminario monitorización, teled medida y calidad de sistemas fotovoltaicos.
- [6] Rufo, R., Martín, F. (2014). Influencia de la irradiación y la temperatura en una placa fotovoltaica. Recuperado de <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- [7] IEA (2014). Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems. IEA-PVPS T13-03. pp. 19-ss.