

UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA  
FACULDADE DE FÍSICA  
Departamento de Física de Partículas



**El Proyecto Pierre Auger como Red de  
Sistemas Fotovoltaicos Aislados de Alta  
Estadística**

*Iago Rodríguez Cabo*

Dra. Ángeles López Agüera,  
Profesora del Área de Física Atómica, Molecular y Nuclear

INFORMA

de que el trabajo titulado

**El Proyecto Pierre Auger como Red de Sistemas Fotovoltaicos Aislados de Alta Estadística**

fue realizado por D. Iago Rodríguez Cabo  
en el **Departamento de Física de Partículas** de la  
**Universidade de Santiago de Compostela**  
bajo su dirección, y constituye la tesis que presenta  
bajo mi AUTORIZACIÓN para obtener el grado de Doctor en Física.

Santiago de Compostela, a 24 de Octubre de 2014.

Fdo. Ángeles López Agüera.

Fdo. Iago Rodríguez Cabo

## **Agradecimientos**

Ante todo, a mi familia...

A Cuqui por su inestimable ayuda, trabajo, aportación, motivación, esfuerzo, apoyo, paciencia y dedicación en todo este proceso, así como por lo que no sólo forma parte sólo de él, como es su amistad durante tantos años y tantos frentes.

A todos y cada uno de los componentes del Grupo de Aplicaciones Energéticas Sostenibles de la USC, tanto los presentes como los que ya no forman parte del él, por su ayuda, su constante disposición, su compañerismo y su amistad. Igualmente agradecer a todos los miembros del Grupo de Astrofísica de Partículas por todos estos años de experiencias, colaboración y compañerismo. Mención especial para Enrique Zas, origen de todo Auger para España y esencial en la posibilidad de realización de este trabajo.

A Eduardo Lorenzo por sus ideas, sus conocimientos, su aportación y gran interés en el desarrollo del presente trabajo. Agradecer asimismo a Pablo Díaz y Óscar Perpiñán su apoyo y disposición desde el primer momento.

Al personal técnico del Observatorio Pierre Auger por el inagotable interés, disponibilidad y actitud que despliegan, tanto día a día, como en cada una de las actuaciones conjuntas. Mención especial para Miguel Salvadores, Jesica Velázquez, Raúl Vidal, Ricardo Sato y Ulises Padroni. También a la gente del Centro Brasileiro de Pesquisas Físicas, Univeridad Federal de Bahia y Universidad Estadual da Feira de Santana por su actitud, colaboración y aportación en el tipo de estudios realizados, en especial Laudo Barbosa †, Iuri Muniz y Germano Pinto.

Al equipo humano de Silicio FerroSolar, siempre dispuestos a colaborar y apoyar de la mejor forma las iniciativas de I+D. Mención especial para Javier Bullón y Joaquín Diéguez.

A Isotón por gran el apoyo e interés prestados durante una buena parte del proceso.

A mis amigos.

# Índice de Contenidos

<b>Summary</b>	<b>5</b>
<b>Introducción</b>	<b>8</b>
<b>1. El Proyecto Pierre Auger</b>	<b>13</b>
<b>2. Sistema fotov. de alimentación y dimensionado del P. Pierre Auger.</b>	<b>23</b>
2.1 Descripción Genérica del Sistema Fotovoltaico	23
2.1.1 Módulo Fotovoltaico	23
2.1.2 Sistema de acumulación: Batería	29
2.1.3 Regulador	37
2.2 Dimensionado del SF del Observatorio Pierre Auger	39
2.2.1 Estudio de dimensionado	40
2.2.2 Sistema de monitorización	53
2.3 Conclusiones	75
<b>3. Fallos de funcionamiento y efectos.</b>	<b>77</b>
3.1 Efecto de los fallos	77
3.1.1 Electrónica de detección. PMT's	78
3.1.2 Fallos de Suministro. Huecos en la red de detección.	84
3.2 Anomalías observadas en los módulos fotovoltaicos del Observatorio Pierre Auger como ejemplo de contingencia en los sistemas	87
3.2.1 Definición del problema.	87
3.2.2 Observación experimental de las diferentes anomalías.	91
3.3 Conclusiones	108
<b>4. Estudios de envejecimiento de las baterías.</b>	<b>110</b>
4.1 Factores que influyen en el envejecimiento de las baterías	110
4.1.1 Envejecimiento estándar: ciclado	110
4.1.2 Envejecimiento anómalo	112
4.2 Estimación del estado de envejecimiento de las baterías	115
4.2.1 Envejecimiento. Observación experimental.	116

4.2.2	Definición de variable: RMSE.	118
4.2.3	Distribución de Weibull.	119
4.3	Resultados obtenidos	121
4.3.1	Influencia de la temperatura	122
4.3.2	Parámetros a considerar.	125
4.3.3	Metodología RMSE	128
4.3.4	Metodología basada en el parám, de escala de Weibull	133
4.3.5	Comparación entre metodologías	140
4.4	Conclusiones	146
<b>5.</b>	<b>Test de Calidad del Sistema Fotovoltaico</b>	<b>147</b>
5.1	Introducción	147
5.2	Procedimiento de Test de Calidad	147
5.2.1	Chequeo previo a la instalación	147
5.2.2	Test de componentes instalados.	156
5.2.3	Detección de anomalías.	168
5.3	Conclusiones	201
<b>6.</b>	<b>Diseño de sistemas fotovol. para nuevos subproyectos del Obs. P. Auger</b>	<b>202</b>
6.1	Necesidades. Ejemplos de nueva demanda.	203
6.2	Consideraciones de adquisición.	204
6.2.1	Tests en condiciones controladas y facts. económicos	207
6.3	Producción.	216
6.3.1	Dimensionado y nuevos proyectos del P. Pierre Auger	216
6.4	Conclusiones	224
	<b>Conclusions</b>	<b>225</b>
	<b>Índice de Figuras</b>	<b>227</b>
	<b>Índice de Tablas</b>	<b>243</b>
	<b>Anexo 1</b>	<b>244</b>
	<b>Anexo 2</b>	<b>246</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>248</b>

## Summary

Nowadays, the necessity of achieving a renewable energy supply as an encouragement of a sustainable development emerges more patent each time. Among the existent alternatives to the already said mechanisms of energy achievement, it is worth highlighting the essential role of the solar photovoltaic kind [1], all of this without prejudice of the wind energy and biomass in suitable regions, as well as alternatives in earlier stages such as wave farms, the implementation of hydrogen fuel cells or mini-hydraulic energy.

The direct using of the solar energy potential comprehends from the rural electrification to the great parks, by way of a huger each time variety of uses. One of these applications, in this case scientific, is the energy supply of the Pierre Auger Observatory [2], the World's biggest experiment of high-energy cosmic rays in operation. This Project is the complete reference frame throughout all the present work.

The study of the causes of possible failures of the system, the recognising and control of it weakest parts and, thus, their expected temporal evolution is a fundamental aspect, related to the control, durability and robustness by itself of the photovoltaic systems. Particularising to stand-alone or autonomous photovoltaic systems, the Pierre Auger Project represents an opportunity of a great potential value for the study of this systems.

In the present work, by means of such experiment, some aspects are addressed: on one hand, a sizing study of their systems and alternatives of control under the experiment needs; the ageing study of the accumulation systems and effective methods for the characterisation of the said systems/early prediction of failures; on the other hand the establishment of a system for the quality control under protocols, that includes the detection, identification and cataloguing of the systems' anomalies; the study of possible effects of supply failures in the systems of detection and reconstruction within the experiment, as well as finally an study of different photovoltaic alternatives for the energy supply in the context of the Pierre Auger Project's upgrades.

The energy supply system of the surface detector of the Southern Observatory of the Pierre Auger Project comprehends a grid of 1600 identical stand-alone Photovoltaic Systems. The total power of the solar farm is about 0.16MWp, and its main characteristics, such as a constant consumption, a permanent and

exhaustive monitoring and a high statistics capacity, constitute an experimental setup and a unique occasion for the systematic study of stand-alone photovoltaic systems. In the present work, the experimental data from the 1600 systems were analysed from 2003 to the present.

As above mentioned, a critical study of the sizing of the photovoltaic systems of the Project's surface detectors was carried out, both under a theoretical point of view and by using the experimental data. The sensitive parameter that was chosen for the sizing evaluation is the so-called Charge Factor. From the calculations and the statistic analysis of operation of the experiment's surface detectors, we conclude that such sizing turns out to be excessively limited or lacking in energy capabilities, as well as it is evaluated in a 10% the amount of systems which are simultaneously in deteriorated conditions.

Furthermore, a decreasing global tendency over time in the yearly integrated values of the Charge Factor, and for all the systems in operation throughout 9 years, was detected. This situation may be an indication of an experimental observation of the ageing of photovoltaic modules, since it is quantitatively compatible with it (1.7%/year).

As a boundary, the photovoltaic systems of the Pierre Auger Project verify up to a 90% the design expectations, although the system could be considered in general excessively austere. In case of future implementations of new components for detection, with additional energy requirements, the photovoltaic system's reliability will be compromised.

An exhaustive study of the different ways of ageing of the Pierre Auger Observatory's energy storage systems was carried out, both standard one (cycling) and the anomalous kinds such as deep discharge, sulphation, corrosion or gassing, that are dominant through the batteries' degradation. Two methods of evaluation and following of the state of batteries ageing have been proposed, both based on the time evolution of the voltage distribution in discharge regime: RMSE and Weibull's beta parameter. By means of experimental data, we have checked that both algorithms turn out to be sensitive concerning the establishment of an early prediction of the useful lifetime end of the storage system, with reliability higher than 80%.

A certain sensitivity of these estimators to influence parameters over the useful lifetime expectancy, such as meteorological conditions during installation, time of batteries storage, kind of anomaly or manufacturing process among others, was also identified.

A global quality control for testing and control of the system has been designed. This protocol is carried out in three consecutive steps: previous to installation, during installation, and in continuous and exhaustive mode throughout

the whole using time during the data taking. In this process, an integral method for a premature detection and identification of anomalies was established. It is based on the voltage function of the batteries and it allows us to catalogue the main causes of failure in the system.

A hierarchy of alarm levels has been defined as a function of their seriousness to be reported to the Observatory's personal maintenance staff so as to be solved.

The detailed analysis of the statistics of the detected anomalies have revealed a possible deficiency in the system's design related to the series-connection way of regulation, which is translated into unbalances, severe in some cases, in the mode of operation of the batteries.

Finally, a design proposal for the photovoltaic energy supply systems to be included in the detector's upgrades (in particular AMIGA; AMIGA-grande and MARTA) has been elaborated. As a result of the experimental studies that were carried out at the LACEM, in which several technologies were taken into account, the UMG one for modules is proposed as a suitable choice. In addition, different possible combinations of them and the corresponding storage systems were also established.

## **Introducción**

Hoy día, resulta cada vez más patente la necesidad de conseguir un abastecimiento energético de tipo renovable como fomento de un desarrollo sostenible. Es de todos conocida la enorme magnitud del gasto energético de la civilización si se compara con la disposición a largo plazo de las correspondientes fuentes de energía del planeta utilizadas, las cuales todavía son de modo principal las eminentemente percederas de origen fósil. Esta situación se traduce en una extrema e imperiosa necesidad de modificar radicalmente el modo de obtención de la energía. Entre las alternativas existentes a dichos mecanismos de consecución de la energía, cabe destacar el papel predominante y fundamental de la de tipo solar fotovoltaica [1], todo ello sin menoscabo de la cantidad de energía eólica que está siendo obtenida en la actualidad en regiones propicias para ello, así como alternativas todavía en fases iniciales como fuentes oceánicas, geotermia, pilas de combustible de hidrógeno o incluso y empleo racional de la biomasa.

La utilización directa del potencial energético solar fotovoltaico está cada vez más extendida en número y usos (electrificación rural, parques solares, telecomunicaciones, electrificación doméstica, estaciones meteorológicas, etc.). Una de estas aplicaciones, en este caso científica, el llamado Observatorio Pierre Auger, como ser verá, es un ejemplo privilegiado de ello. Potenciar aún más su explotación depende sin duda de su optimización a través de investigación, centrada en estos momentos fundamentalmente en la resolución de los puntos débiles más patentes en este tipo de sistemas: nuevos tipos de módulo colector, sistemas de acumulación mejorados, calidad de potencia y, porque no, disminución de costes que hagan éste tipo de fuente energética competitiva.

Existe asimismo un aspecto fundamental ligado a la fiabilidad, control, durabilidad y robustez de los sistemas fotovoltaicos, como es el estudio de la probabilidad y causas de los posibles fallos de dicho sistema, sus elementos más débiles y de ese modo la evolución temporal esperable, entendida como estimación de vida útil remanente. En este campo, la mayor parte de los estudios existentes, al no disponerse de un dispositivo experimental adecuado, están basados bien en modelos matemáticos donde tiene una mayor prevalencia la simulación, bien datos de laboratorio a relativamente pequeña escala y condiciones controladas. Las condiciones deseablemente requeridas para un dispositivo experimental son la

posibilidad de estudiar separadamente cada uno de los elementos del sistema, unas condiciones de funcionamiento limpias y controladas, una extrema monitorización y una elevada capacidad estadística.

En estas circunstancias, surge una ocasión única en cuanto a estadística, monitorización y homogeneidad de condiciones de funcionamiento para el estudio de este tipo de sistemas, que es el Proyecto Pierre Auger [2]. Dicho proyecto es el experimento de detección de rayos cósmicos de mayor envergadura que se haya desarrollado a nivel mundial. Como se verá más adelante, se trata en su fase construida de una conjunción entre cuatro telescopios para la observación de fluorescencia atmosférica con una matriz de detección a nivel de suelo, constituida por 1600 detectores Cerenkov. Cada uno de estos últimos elementos, es de modo elemental un depósito con 12 toneladas de agua bacteriológicamente pura que se utiliza como elemento sensible para la instrumentación. Se distribuyen en una matriz hexagonal extendida sobre una superficie de 3000 km<sup>2</sup> en la región argentina de Mendoza, de modo que la separación entre cada tanque y los que están instalados con mayor proximidad a él es de 1.5 km.

El modo en que se anticipaba que dicho experimento es capaz de proporcionar una cantidad útil de estadística sin precedentes viene dada por el hecho de que cada una de esas estaciones de detección se encuentra emplazada en una región de pampa sin electrificación, por lo que el suministro energético de cada estación es de tipo solar fotovoltaico. Por otro lado, en el seno de todas ellas están monitorizados tanto los parámetros electrónicos ligados a su función de detección dentro del experimento como los correspondientes a sus citados sistemas fotovoltaicos. Precisamente esta última circunstancia se traduce en que, a efectos, la macro-red del Proyecto Pierre Auger suponga la mayor cantidad de estadística referida a sistemas fotovoltaicos aislados que haya habido nunca, a lo que se adiciona el hecho de que las condiciones meteorológicas sean lo suficientemente extremas y uniformes como para que dichos datos tengan una mayor significancia: 1600 clones continuamente monitorizados, con consumo constante y emplazados en condiciones meteorológicas análogas. Todo ello hace de él un dispositivo experimental único para el estudio de este tipo de sistemas, en el que tal volumen de información permite conocer los entresijos reales de funcionamiento y proponer protocolos genéricos de control y actuación extensibles a todo tipo de sistemas equivalentes.

La mayor parte de los dispositivos fotovoltaicos aislados trabajan de forma continua y, en este caso concreto, el no hacerlo implicaría como problema inmediato la pérdida de datos por parte del experimento. En estas condiciones, es prioritario asegurar la existencia de niveles altos de estabilidad y uniformidad entre estaciones, con el fin de limitar tanto las eventuales pérdidas en la recogida de eventos físicos,

como la existencia de diferencias más o menos sustanciales en cuanto al modo de adquisición de la misma entre los distintos detectores. En este trabajo, el tipo de estudio que presentamos se puede circunscribir fundamentalmente en dos grandes clasificaciones, ambas cruciales para asegurar el correcto funcionamiento del sistema y relacionadas entre sí: estudios de envejecimiento del sistema fotovoltaico (SF) y control de calidad del SF. Del mismo modo, se han llevado a cabo estudios de dimensionado de dicho sistema, tanto en lo que concierne a la parte sur del Observatorio como al futuro sector norte [3], así como un estudio preliminar de los efectos de las fallos y déficits de funcionamiento sobre la electrónica y detección de eventos propiamente dicha.

La vida media esperada del SF está dominada a corto plazo por el estado de envejecimiento del sistema de acumulación y a largo plazo por el de los módulos fotovoltaicos. La repercusión que adquieren dichos aspectos es más que patente tanto desde el punto de vista económico como científico en los diferentes ámbitos de aplicación de este tipo de sistemas, ya sean de alta precisión para usos en investigación, telecomunicaciones, como en contextos más convencionales. De hecho, si se considera el primero de los elementos, se estima que el 30% de los costes de mantenimiento del sistema fotovoltaico, o incluso más, se deben a lo que respecta a dicho almacenamiento de energía. A pesar de lo crucial de esta circunstancia, en el momento actual no es habitual encontrar en la bibliografía trabajos dedicados a ello, así como en general no existen métodos suficientemente contrastados [4, 5] para estimar la vida remanente de una batería o incluso dar una idea aproximativa de su estado de envejecimiento. De esta forma, el fenómeno de la degradación de estos dispositivos puede permanecer oculto durante largos periodos de tiempo antes de interrumpirse el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, y de ahí gran parte de la importancia de la observación e identificación de dichas circunstancias. A ese respecto, en este trabajo estudiamos y proponemos métodos de estimación del estado de envejecimiento de las baterías construido y contrastado mediante observaciones experimentales.

Por otra parte, la denominación de control de calidad del sistema fotovoltaico, al igual que de otro tipo de sistemas, hace referencia abstracta y general a una serie de procedimientos encaminados a testar el estado de funcionamiento de los distintos elementos del sistema fotovoltaico. La detección temprana de posibles problemas resulta crucial tanto en la prevención de fallos del sistema como en el eventual agravamiento del problema hasta alcanzar un estado irrecuperable, lo cual se traduce en la necesidad de constar de un método para llevar a cabo dicha detección con la mayor premura posible. La forma de control, que se plasmará finalmente en un programa de test de calidad, pasa por la observación experimental

de incidentes, el desarrollo de metodologías o algoritmos de control, y la verificación de su fiabilidad.

La mayor parte de las anomalías se relacionan con diversos problemas asociados a los reguladores y baterías, si bien también son frecuentes malas conexiones en los módulos fotovoltaicos o algún problema/defecto en ellos mismos que pueda aparecer a lo largo de su vida útil, como asimismo se mostrará. El control de calidad tendrá como finalidad general una inspección de modo graduado y sectorial del estado del sistema fotovoltaico, permitiendo llevar a cabo la detección, comprensión y catalogación de posibles anomalías que puedan surgir en sus elementos, así como la toma de decisiones destinadas a atajar esas eventualidades. Es destacable mencionar que estos problemas pueden correlacionarse con los procesos de envejecimiento, pero dada la magnitud de esto último se le ha dedicado un tratamiento específico.

La experiencia acumulada durante el trabajo, en términos no solo de diseño y control de Sistemas fotovoltaicos aislados sino, y sobre todo, en detección de anomalías de funcionamiento y debilidades de los diferentes elementos del sistema nos permite afrontar nuevos proyectos con mayores probabilidades de éxito. La primera oportunidad nos la brindan los próximos sub-proyectos de actualización del observatorio, nacidos por la necesidad de una mejor identificación y que conlleven un mayor consumo energético. Para dar respuesta a los nuevos requisitos, se ha realizado un rediseño del sistema fotovoltaico del observatorio Pierre Auger considerando las novedades tecnológicas actuales, en particular la tecnología UMG de paneles solares.

La distribución de las secciones es la que se muestra a continuación:

En el primer capítulo del presente trabajo, se describe el Observatorio Sur del Proyecto Pierre Auger, no solo como dispositivo experimental para el estudio de sistemas fotovoltaicos aislados sino, aunque más ligeramente, los objetivos y capacidades en el campo de la Astropárticulas. En el siguiente, se detallan los parámetros fundamentales que componen convencionalmente y necesita un sistema fotovoltaico aislado genérico, sus particularidades de funcionamiento y disruptores de esto último, así como el desarrollo del dimensionado del SF de las estaciones del experimento, tanto en lo concerniente a su sector Sur como al posible futuro Observatorio Norte. En el tercer capítulo, se considerará el efecto de los fallos en el sistema de alimentación sobre la detección, poniéndose de manifiesto las pérdidas efectivas de datos físicos debido a los apagones asociados. Del mismo modo, se estudiarán un tipo singular de anomalías diferentes a las descritas en el capítulo precedente que han sido detectadas en el seno del experimento, y que en este caso conciernen a los módulos fotovoltaicos. En el capítulo cuarto, se presenta el estudio sistemático a largo plazo de los modos de envejecimiento del sistema SF,

proponiéndose diferentes algoritmos de seguimiento, control o detección prematura de fallos. En el quinto se presenta un adecuado programa de control de calidad (QC) que asegure el buen funcionamiento del sistema mediante el envío de alarmas catalogadas en orden de severidad y atendiendo a las posibles causas. Por último, en el último capítulo se proponen diferentes posibilidades, con tecnologías más actuales para los sistemas de alimentación de nuevos detectores a instalar en el Proyecto Pierre Auger.



# Capítulo 1

## El Proyecto Pierre Auger

La forma genérica, introducida por Millikan en 1926, mediante la cual se denominan las partículas subatómicas procedentes del espacio exterior que alcanzan continuamente la Tierra es “rayos cósmicos”. Dichas partículas abarcan a su llegada a la atmósfera del planeta un amplio abanico de energías, llegando las más energéticas de las detectadas hasta el momento con una energía de  $3 \cdot 10^{20}$  eV (lo que por su parte es una energía equivalente a unos 50 J, es decir, una sola partícula subatómica que involucra la misma cantidad de energía que una pelota de tenis a 100 Km/h).

En los primeros años del siglo XX, época en la cual fue registrada por primera vez esta radiación, se creía que su lugar de procedencia era el propio medio terrestre. Esta hipótesis fue descartada por Víctor Hess en 1912 cuando pudo observar, en una serie de vuelos en globo aerostático en los que transportaba cámaras de ionización, cómo la señal de fondo detectaba aumentaba con la altura a la cual se establecía la medición, hecho del cual se deduce que dicha radiación no proviene de la Tierra. Hoy sabemos que el origen de esa radiación detectada está en partículas subatómicas de distintas energías que alcanzan la atmósfera terrestre desde el espacio, produciendo en ella unos sucesos en forma de cascadas (sucesivas “colisiones”) de partículas llamadas “rayos cósmicos secundarios” (“showers”), que son las partículas que se pueden detectar a nivel del suelo terrestre. Esto hace que se incremente notablemente la “radiactividad” existente en él. El primero en intuir y finalmente observar esta circunstancia mediante la detección de coincidencias en la recogida de señal por parte de detectores separados por una notable distancia, coincidencias no justificables estadísticamente, fue Pierre Auger, científico al cual brinda homenaje el nombre elegido para el Observatorio Pierre Auger.

Las partículas que originan en una primera instancia la cascada mediante su incidencia en la atmósfera se denominan genéricamente “rayos cósmicos primarios”. Dichas partículas sabemos actualmente que son típicamente núcleos de diferentes tipos de átomos: desde Hidrógeno hasta Hierro, en orden creciente en número atómico. A bajas energías ( $10^{11}$  eV), son predominantes los protones (90 %), mientras que si se consideran energías más altas, los núcleos más pesados comienzan a ser más abundantes si bien, al mismo tiempo, resulta cada vez más difícil la identificación de dichos primarios. El análisis de los resultados experimentales más recientes obtenidos en el Observatorio Pierre Auger indican

que, al acercarse a las energías más altas, el hidrógeno predomina sobre el resto de átomos mientras que, a energías extremadamente elevadas, todos los resultados indican una tendencia hacia los núcleos de hierro [6].

Para energías por encima de 10 GeV, los rayos cósmicos proceden del exterior del Sistema Solar y el espectro de energías se ha observado que, experimentalmente, se aproxima a la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{dN}{dE} \propto E^{-\gamma}$$

Donde “ $\gamma$ ” es lo que se conoce como ‘índice espectral’. El valor que toma dicha magnitud depende del rango de energías que se esté considerando. De esta forma, en el caso de energías menores de  $4 \cdot 10^{15}$  eV, su valor es, aproximadamente, 2.7; aumentando a 3 hasta  $5 \cdot 10^{18}$  eV. A energías más altas, lo que se conocen como rayos cósmicos de denominan de Ultra Alta Energía (UHECR), el espectro se vuelve a aplanar, adquiriéndose el valor  $\gamma \approx 2.8$  (ver Figura 1.1)

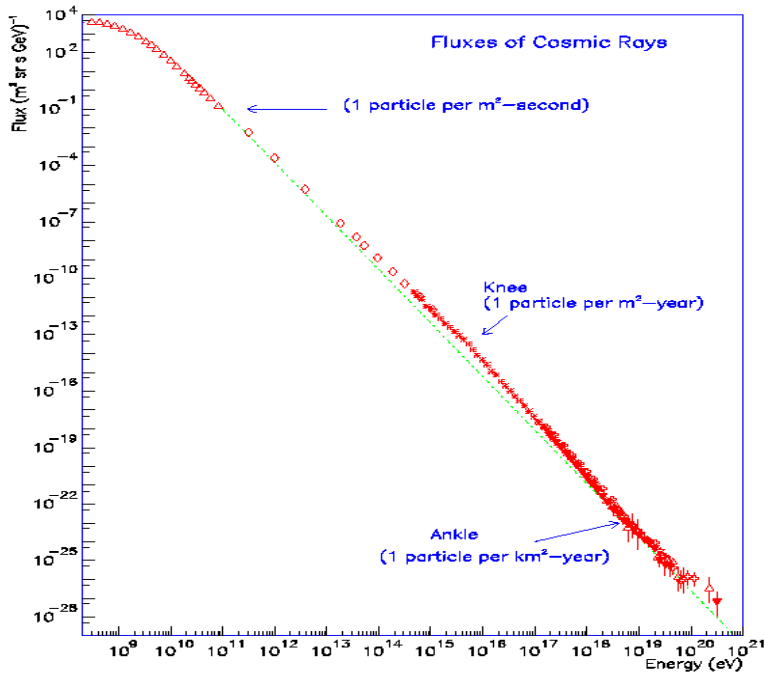


Figura 1.1: Flujo energético de los rayos cósmicos. Se señalan las regiones principales de interés.

Por otro lado, en lo que concierne a lo que se puede observar en dicho espectro desde el punto de vista físico, se verifica que, a energías suficientemente elevadas, y en el sistema de referencia del rayo cósmico en cuestión, la radiación de fondo de microondas (CRB) se muestra como un conjunto de rayos gamma con energía suficiente como para que se lleve a cabo el proceso que se conoce como 'fotoproducción de piones':  $p + \gamma_{\text{crb}} \rightarrow p + \pi$ 's, es decir, en el caso de que dichos rayos cósmicos provengan de fuentes lo suficientemente lejanas, existirá una cierta energía para ellos a partir de la cual sufren una atenuación en virtud de dicho proceso. Concretamente, este umbral energético se estima que es de  $4 \cdot 10^{19}$  eV para fuentes más lejanas de unos 50 MPc. Esto es lo que se denomina como 'corte GZK' [8]. En el caso de energías próximas o superiores a  $10^{20}$  eV, la cantidad de eventos observados hasta hace un tiempo muy cercano era muy escasa por lo que la descripción del espectro en dicha región estaba muy limitada, si bien recientemente ha sido mejorado gracias a la toma de datos del Proyecto Pierre Auger, que se comentará en breve.

Con el fin de obtener una estadística suficiente y así tratar de caracterizar el espectro en dichas energías, pudiendo asimismo determinar la dirección de procedencia de los rayos cósmicos (indagando así las posibles fuentes que originan los rayos cósmicos de mayor energía), composición o esencia de los mismos, existencia del corte GZK, etc. se ha necesitado obtener un medio adecuado para poder llevar a cabo una detección que resulte fiable y útil. Típicamente, la detección de rayos cósmicos se puede llevar a cabo mediante dos métodos fundamentales: directo e indirecto, si bien el único que hace viable los requisitos que se acaban de citar es el indirecto. El método directo consiste en la detección del rayo cósmico primario objeto de estudio directamente en un detector de partículas situado en un globo o en algún otro artefacto que lo mantenga a una altura suficiente como para estar seguros de que dicha partícula no haya producido todavía una cascada atmosférica en su llegada. Este método es adecuado a bajas energías (menos de 1000 TeV) ya que la estadística de primarios a dicha energía es suficiente pero, sin embargo, al ascender en energía, el flujo de rayos cósmicos que alcanzan la Tierra se hace tan escaso que este método de detección resulta simplemente inviable. Por su parte, el método indirecto consiste en llevar a cabo la detección de los rayos cósmicos secundarios que forman parte de la *lluvia de partículas* producida en la atmósfera a causa de la incidencia del primario. Cuando la energía es suficientemente grande (más de 100 TeV), la cascada es lo suficientemente grande como para ser detectada a nivel del suelo, de modo que resulta posible reconstruir dentro de los rangos de error la energía, dirección de llegada y composición del primario a partir de medidas efectuadas a dicho nivel

Existen una serie de experimentos que han llevado a cabo dicho proceso mediante redes de centelleadores: KASKADE [9] o AGASA [10]. Haverah Park [11] lo establece mediante una matriz de tanques de agua provistos de detectores de luz Čerenkov (la cual se produce al ser atravesada el agua por las partículas con una velocidad mayor que la de la luz en ese medio). Existe otro tipo de detección que lleva a cabo la reconstrucción de la cascada a partir de la fluorescencia emitida por el Nitrógeno del aire a medida que la lluvia de partículas evoluciona en la atmósfera excitando dichas moléculas; esta técnica, que fue utilizada por primera vez por el detector Fly's Eye [7] y, a posteriori, por HiRes [12], permite una medida directa de la energía e independiente de modelos físicos.

Una conjunción de estos dos últimos métodos es precisamente lo que supone el que además es el experimento de detección de rayos cósmicos de mayor envergadura que se haya realizado: el Proyecto Pierre Auger.

### **Dispositivo experimental:**

Consiste de modo esencial en la instalación de dos redes gigantes de detectores que permitan la observación de la totalidad de la bóveda celeste. Para lograr ese fin, una ha de localizarse necesariamente en el Hemisferio Sur y otra en el Hemisferio Norte. La del Hemisferio Sur está emplazada en una gran llanura semidesértica, próxima a la Cordillera de los Andes, que se incluye dentro de la región argentina de Malargüe en la provincia de Mendoza. Abarca un área de grandes dimensiones, más de 3000 Km<sup>2</sup>, recubierta mediante una matriz hexagonal de 1600 tanques detectores Čerenkov separados 1.5 Km entre sí de los más próximos, cuya detección se completa con cuatro telescopios de fluorescencia dirigidos hacia la atmósfera situada sobre los tanques. Estos últimos detectores presentan como ventaja principal la citada facilidad y precisión en la reconstrucción de la energía del rayo cósmico primario, mientras que su desventaja es que tan sólo está operativo en noches con poca claridad. Por el contrario, el detector de suelo está activo de modo permanente, si bien la mejor precisión y fiabilidad en la reconstrucción de la energía se obtiene a partir de la calibración realizada en modo híbrido con el detector de fluorescencia mediante los eventos registrados simultáneamente por ambos métodos. Por tanto, el Proyecto Pierre Auger no sólo es el experimento de detección de rayos cósmicos de mayor envergadura (en cuanto a dimensiones y estadística correspondiente) y el único que en un futuro no lejano podría abarcar la totalidad de la bóveda celeste, sino que es el experimento científico que permite la caracterización más precisa de los rayos cósmicos ultraenergéticos. En la Figura 1.2, se muestra un esquema-mapeo de dicho experimento.

El Observatorio Norte se encuentra en una fase inicial [13] y a la espera de obtención de apoyo financiero, si bien su emplazamiento está establecido en la región estadounidense de Lamar, Colorado, y, entre sus características, se prevé que sus detectores de suelo comprendan una enorme superficie de 10000 Km<sup>2</sup> (4400 detectores), con el fin de incrementar la estadística a más altas energías.

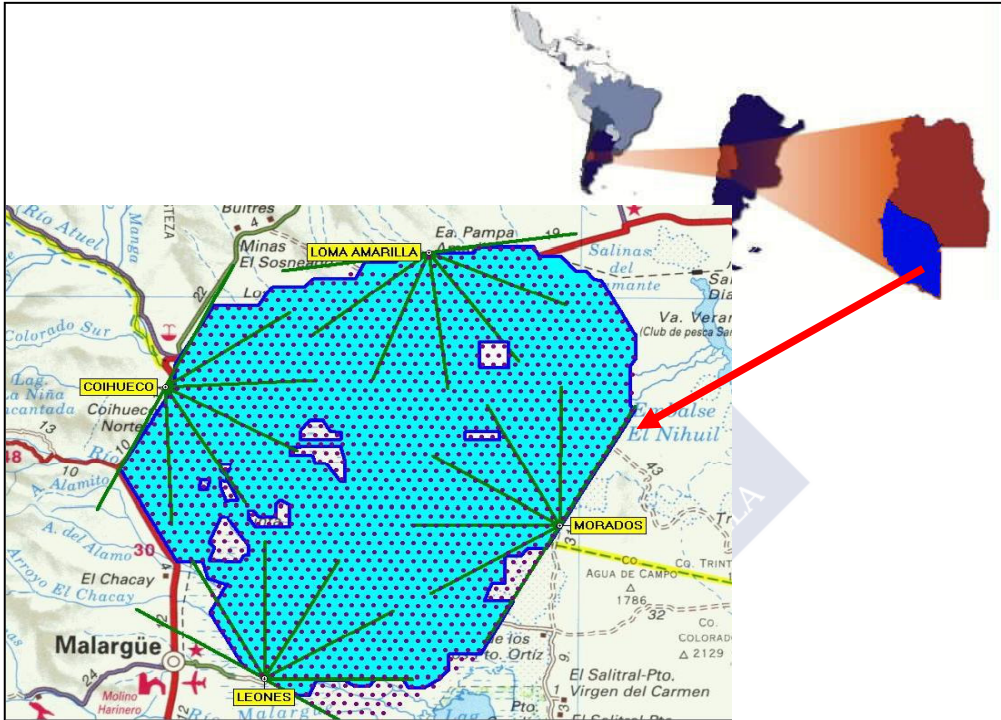


Figura 1.2. Observatorio Sur en un estado próximo a su finalización (zona azul, estaciones instaladas activas).

Cada estación del detector de suelo del Observatorio Sur es en esencia un tanque Čerenkov que como se ha visto utiliza como elemento sensible 1.2 toneladas de agua. La luz producida por las partículas incidentes que atraviesan el detector es recogida y amplificada por tres fotomultiplicadores que se encuentran en contacto directo con el agua (ver Figura 1.3). Las señales y los tiempos involucrados las mismas son gestionadas para la inferencia y reconstrucción de eventos. En la Figura 1.4 se muestra un ejemplo de rayo cósmico detectado a este nivel cuya inclinación de llegada respecto al plano de la red de detección y energía estimados resultan ser, respectivamente, 88° y 3.10<sup>19</sup> eV.

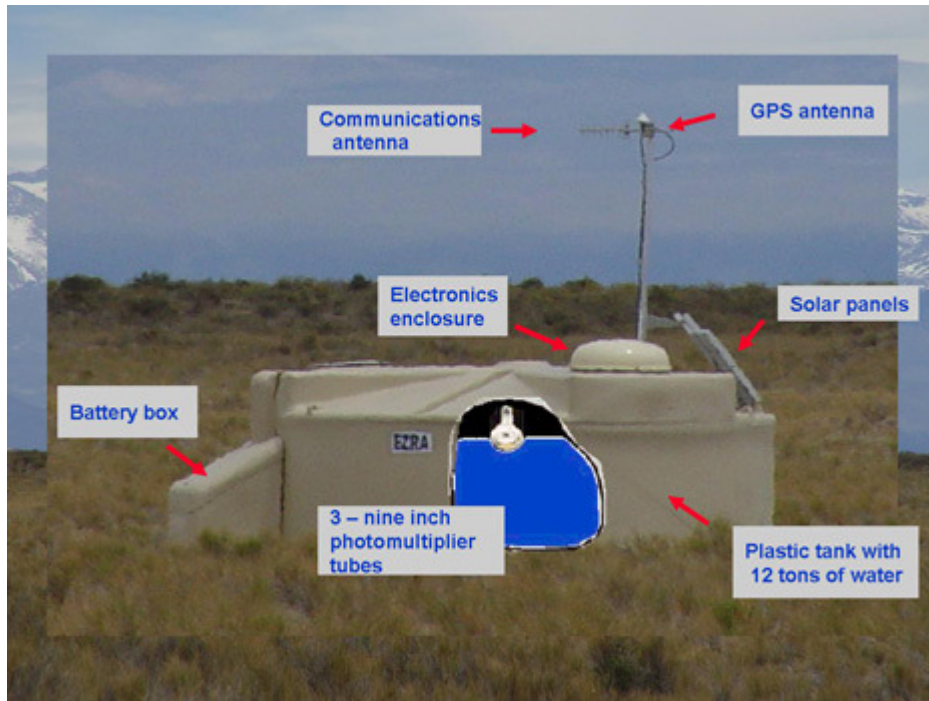


Figura 1.3. Esquematación de los componentes fundamentales de los detectores de superficie del Observatorio Pierre Auger.

En lo que concierne a los resultados científicos del Observatorio, en el sentido controversial descrito inicialmente, se muestran en la Figura 1.5 los resultados obtenidos para el espectro energético de rayos cósmicos, a más alta energía [14]. Esto se ha llevado cabo a partir los resultados recogidos durante un periodo de 3 años y mediante una convolución entre el espectro energético de superficie e híbrido, representándose asimismo los resultados del experimento Hi-Res. En ellos cabe destacar que se pone de manifiesto una supresión de flujo atribuible al descrito efecto GZK (reducción de un factor 2 a  $E=10^{19.61\pm 0.03}$  eV), si bien podría estar relacionado al menos parcialmente con particulares en la fuente emisora de dichos rayos cósmicos y las máximas energías alcanzables. Se puede observar igualmente una fluctuación en el flujo de rayos cósmicos (denominada 'tobillo') a una energía de  $10^{28.61\pm 0.01}$  eV que clásicamente se atribuía a una transición de rayos cósmicos galácticos a extragalácticos, si bien existen modelos más recientes bajo los cuales este efecto estaría relacionado con una mezcla entre la interacción de los protones extragalácticos de dichas energías en su interacción con el Fondo Cósmico de Microondas (con producción de pares electrón-positrón,  $e^\pm$ ) y la propia fotoproducción de piones del efecto GZK [15].

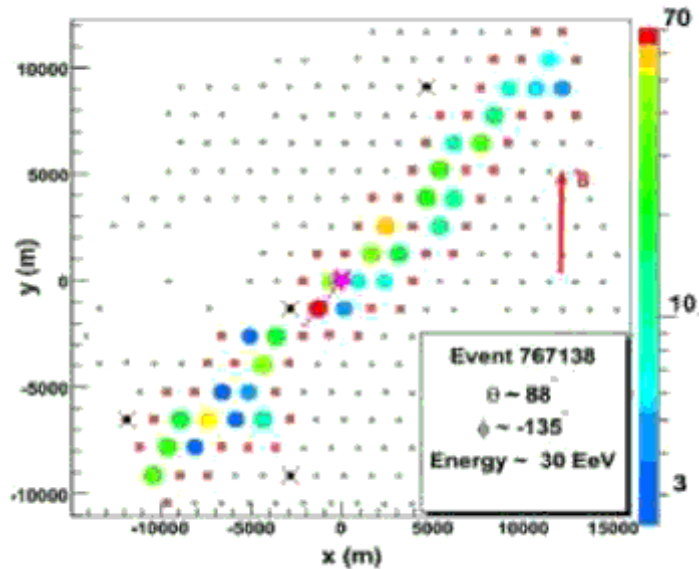


Figura 1.4. Ejemplo de evento con alta inclinación ( $88^\circ$ ) y  $3 \cdot 10^{19} \text{ eV}$ . Se representa con código de colores la cantidad de señal en cada estación.

En lo que respecta a la alimentación de las estaciones, debido a la complicada situación geográfica del Observatorio Sur en cuanto a acceso y la falta de electrificación convencional, cada uno de los 1600 tanques detectores de superficie funciona de modo independiente y utiliza como modo de alimentación un sistema fotovoltaico. En general, dicha energía es suministrada mediante dos paneles que, por su parte, utilizan como acumuladores dos baterías de dimensiones y características ad-hoc. Cabe mencionar en este punto de partida que resulta evidente que esta energía es completamente imprescindible para el funcionamiento de toda la electrónica de detección de cada estación, así como para el envío de datos acumulados y de monitoreo por radio. De esta forma, el papel de dicho sistema fotovoltaico resulta crucial para el funcionamiento del detector de superficie, dado que, en caso de que el sistema fallase, no se podría obtener ningún dato experimental en la estación en cuestión (entre otros problemas que se verán más adelante). Teniendo en cuenta que frecuentemente la posibilidad de recuperación real de estos fallos se reduce con el tiempo en que están presentes, es pues como se ha visto en la Introducción de vital importancia, tanto científica como económica, el poder identificar y evaluar prematuramente las eventuales anomalías del sistema, así como poder llevar a cabo la predicción/prevención de éstas.

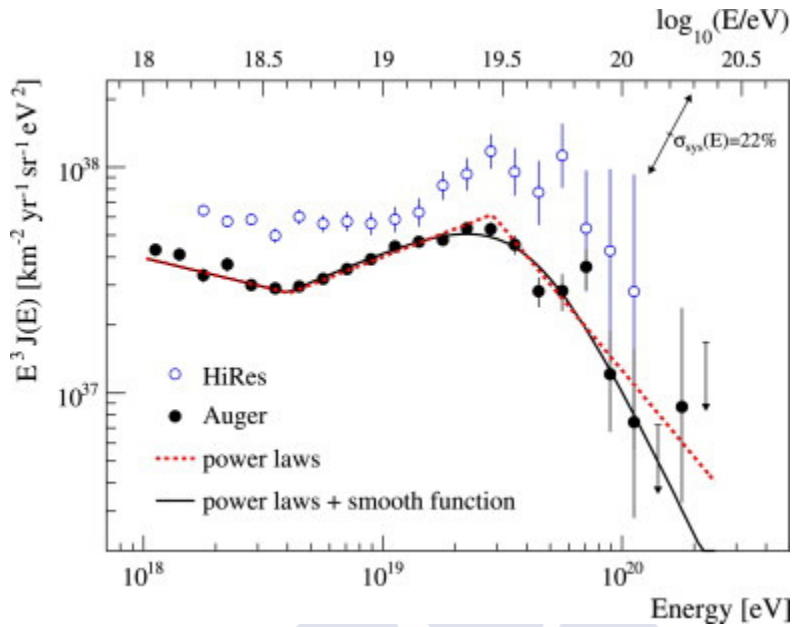


Figura 1.5. Espectro energético combinado híbrido-superficie escalado por  $E^3$ . Se representa asimismo el resultado obtenido en el experimento Hi-Res, así como la incertidumbre sistemática entre sí en la escala de energía (22%) y ajustes a funciones empíricas en la región.

Como se había apuntado, en el presente trabajo se da un paso general hacia la identificación de problemas del sistema fotovoltaico en el seno del Proyecto Pierre Auger que puedan degenerar en una pérdida local o general de la detección de rayos cósmicos. Al mismo tiempo, en el ámbito de la Energía Solar, como se ha visto, la gran cantidad de detectores existente en el experimento involucra la mayor fuente de estadística referida a sistemas fotovoltaicos aislados que ha habido nunca, posibilitando así la obtención de resultados sin precedentes en el campo.

### Elementos del sistema fotovoltaico del Proyecto Pierre Auger:

El montaje general se esquematiza en la Figura 1.6. En ella, se muestran los elementos fundamentales del sistema fotovoltaico del experimento: módulos fotovoltaicos, sistema de almacenamiento de energía (baterías) y regulador de carga. Asimismo, se representa el correspondiente sistema de control de toda la electrónica (PCMB). Para más detalles ver las figuras del Anexo II.

Las características de cada uno de esos elementos vendrán determinadas por el estudio de dimensionado, el cual se mostrará en el capítulo siguiente. En particular, en el experimento se ha optado por dos módulos fotovoltaicos Isofotón W53, conectados en serie; dos baterías Clean Moura de 105Ah de bajo mantenimiento con el mismo tipo de conexión. El proceso de carga-descarga está controlado en todo momento mediante un regulador de tipo MPW (*Pulse Width Modulation*), que durante la regulación transmite pulsos de corriente de amplitud fija y frecuencia variable.

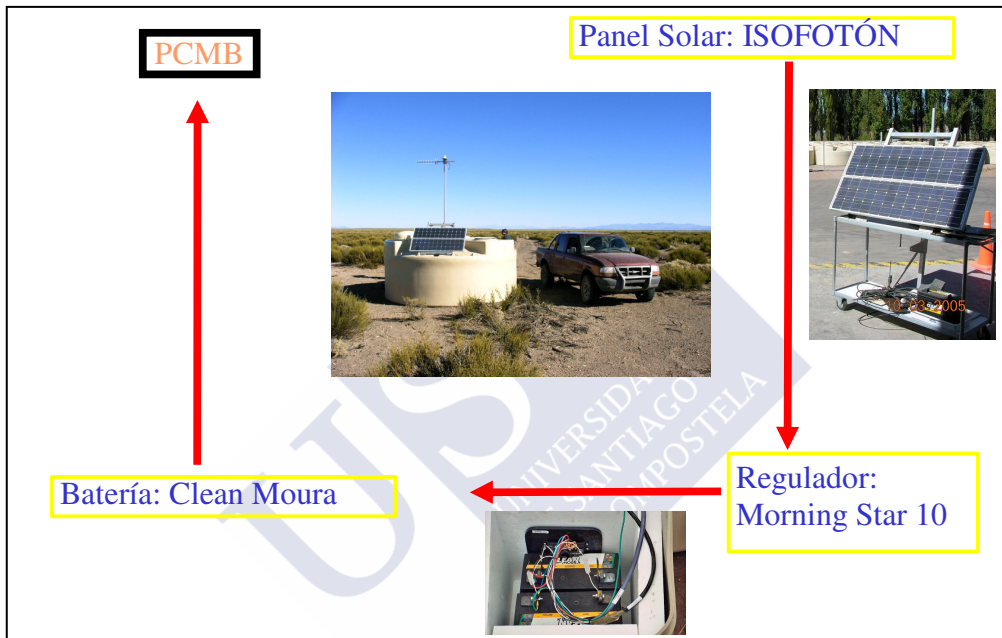


Figura 1.6: Esquema del sistema fotovoltaico de Auger. Las flechas indican el flujo energético desde los módulos fotovoltaicos hasta la electrónica. En la imagen, se muestra un ejemplo de dicho sistema en una de las estaciones de detección.

Como se ha visto en la Introducción, las principales magnitudes del sistema fotovoltaico son monitorizadas cada diez minutos, y dichas medidas se transmiten por radio periódicamente para su almacenamiento final. Los valores utilizados como datos en el estudio del presente trabajo son fundamentalmente las intensidades de entrada (denominada como  $I_C$ ) y salida del sistema de acumulación,  $I_D$ , (es decir, respectivamente la corriente proporcionada por los módulos fotovoltaicos previa al paso por el regulador y la corriente de consumo de la electrónica); los voltajes asociados a las baterías ( $V_1$  y  $V_0$ ) y paneles ( $V_P$ ), así como las temperaturas correspondientes a aquellas ( $T_1$  y  $T_2$ ). Puntualmente, se han utilizado datos de

radiación, bien monitorizados bien medidos in situ, así como las tensiones de ciertos fotomultiplicadores.

En la Figura 1.7, se esquematiza el modo de emplazamiento de las baterías en cuanto a la circulación de corriente, así como la forma en que se establecen las mediciones de los voltajes asociados y las nomenclaturas correspondientes que se han convenido. Se puede observar la circunstancia trivial de que los valores de tensión que se toman a través de los sensores instalados en cada detector resultan ser la suma de los voltajes de las baterías ( $V_1$ ) para el caso de uno de dichos sensores, mientras que en el otro la medida efectuada es sobre el voltaje de una de ellas ( $V_0$ ). La tensión de batería que no tiene un sensor particular instalado ( $V_2$ ) se obtiene entonces por simple diferencia:  $V_2=V_1-V_0$ . En este trabajo se ha tomado la elección arbitraria de denominar “Batería 1” a aquella que posee un sensor propio de voltaje ( $V_0$ ) y “Batería 2” a la otra del montaje, tal y como se puede ver en el mismo esquema.

Análogamente, cada batería lleva asociado un sensor de temperatura, si bien las medidas de cada uno de ellos se espera que sean típicamente redundantes. En este caso, y utilizando análoga nomenclatura y convención,  $T_1$  hace referencia a la temperatura de la batería 1 y  $T_2$  a la de la batería 2.

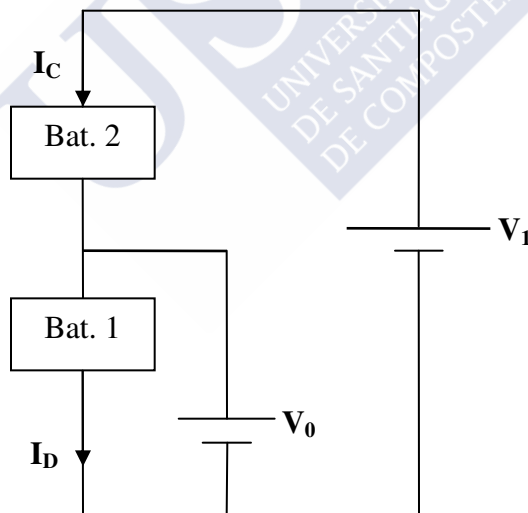


Figura 1.7: Representación del sistema de almacenamiento de energía y sus magnitudes monitorizadas.

## **Capítulo 2**

# **Sistema fotovoltaico de alimentación y dimensionado del Proyecto Pierre Auger**

En el presente capítulo, se introducirán en primer lugar de modo sucinto las características generales y más relevantes de los sistemas fotovoltaicos aislados, seguido del estudio detallado de dimensionado de los sistemas de alimentación del detector de suelo del Observatorio Pierre Auger.

### **2.1 Descripción genérica del sistema fotovoltaico:**

Un sistema fotovoltaico se puede decir que está constituido fundamentalmente por dos componentes: un módulo fotovoltaico que traduzca la radiación solar en energía aprovechable y un acumulador para dicha energía (batería, típicamente). Del mismo modo, debido a necesidades técnicas intrínsecas de dichos elementos, se hace imprescindible un tercer dispositivo de control denominado ‘regulador de carga’. Dado que la energía producida por el generador fotovoltaico se invierte de modo estándar en recargar el acumulador, es necesario cortar el suministro de corriente procedente del módulo fotovoltaico para no perjudicar al primero cuando ha alcanzado el máximo de su capacidad. Esa es la función principal del regulador.

En lo que sigue, se detallarán por separado cada uno de esos tres elementos constituyentes.

#### **2.1.1 Módulo Fotovoltaico:**

Un módulo fotovoltaico está constituido por una asociación en serie de diversos elementos básicos fundamentales denominados ‘células solares’ que de por sí constituyen el generador solar propiamente dicho.

### 2.1.1.1 Células Solares:

#### a) Funcionamiento y estructura de una célula solar:

Cuando la luz del Sol incide sobre ciertos materiales semiconductores, se produce la excitación o liberación de electrones de valencia de dichos materiales gracias a la energía que los fotones de la luz les confiere. Típicamente, se puede ver el hueco que deja dicho electrón como una partícula positiva efectiva de modo que, por cada enlace roto, se genera un par electrón-hueco que puede circular dentro del sólido a raíz de la energía solar inicial que creó esa posibilidad. De esta forma, existe la opción de que mediante ese proceso se genere una corriente eléctrica por el material capaz de circular finalmente por un circuito externo al semiconductor y ser utilizada.

Por otro lado, el campo eléctrico necesario para llevar a cabo la separación de electrones y huecos se consigue normalmente mediante una unión de semiconductores de tipo P (Silicio dopado con Boro, por ejemplo) y N (como ejemplo, Silicio dopado con Fósforo) (ver Figura 2.1). Entre ambas regiones, se genera un campo eléctrico debido al gradiente de concentraciones existente, y que por su parte separará asimismo los huecos de los electrones manifestados por medio de la irradiación solar recibida. Mediante unos contactos metálicos, se podrán extraer dichas partículas para ser utilizadas en una cierta carga que se requiera alimentar.

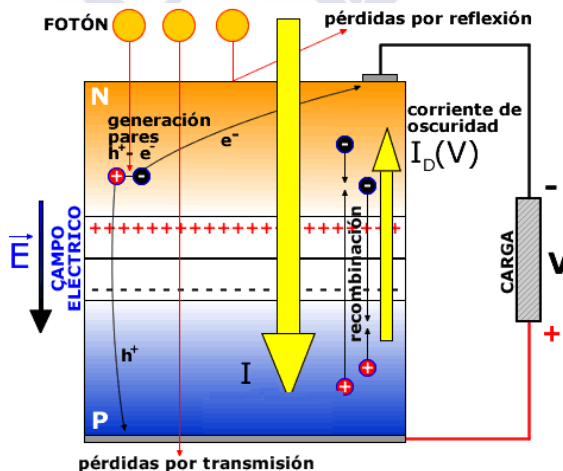


Figura 2.1: Esquema de la estructura fundamental de una célula solar y corrientes asociadas en operación.

De este modo fundamental, una célula solar unida a una carga representará un generador de energía para dicha carga. En las condiciones en que se ha descrito el funcionamiento de los presentes dispositivos, los fotones incidentes han de constar de una energía mayor o igual que la de la banda de energías prohibidas del semiconductor, de modo que los electrones puedan excederla al absorber los fotones lumínicos. Por otro lado, y de modo resumido, es necesario mencionar que la presencia de una diferencia tensión entre los terminales del dispositivo genera los habituales fenómenos de inyección y recombinación, dependientes asimismo de dicho voltaje, y que actuarán como pérdidas de energía por parte de la célula solar. De este modo, se puede resumir que la célula solar presentará dos tipos de corriente: la llamada ‘fotocorriente’,  $I_L$  (proveniente de la luz incidente) y la correspondiente ‘corriente de diodo’,  $I_D$ . La relación contrapuesta entre ambas viene dada por lo que se conoce como "ecuación característica de una célula solar", válida en todos sus rangos de funcionamiento.

$$I = I_L - I_D(V) \quad (2.1)$$

Donde “I” es la corriente neta producida por parte de la célula solar. Es de destacar el hecho de que la fotocorriente aumenta linealmente con el flujo neto de luz dentro de un amplio margen de funcionamiento y en la mayor parte de células utilizadas.

En lo que igualmente concierne al rendimiento del módulo fotovoltaico, deben tenerse en cuenta y definirse otros parámetros característicos de las células solares:

La anchura del dispositivo,  $W$ , es un factor a tener en consideración, dado que se deben sopesar las pérdidas inherentes, por un lado, a la transmisión en sí de los fotones en el medio utilizado, es decir, considerar lo que se define directamente en ese contexto como transmitancia,  $t(E,W)$ . Por otro lado, han de definirse y tomarse en cuenta las pérdidas debido a reflexión,  $R(E,W) > 0$ , de igual modo que ha de llevarse a cabo con las pérdidas debidas a pares electrón hueco generados lejos de la zona de alto campo que se recombinen. Es decir, de modo general existe una ‘eficiencia de colección’ que depende de las propiedades eléctricas y ópticas del material, así como de la estructura del dispositivo y la energía de los portadores. Las pérdidas debidas a transmisión y reflexión se pueden minimizar utilizando capas antirreflexivas y diseños adecuados.

De un modo similar, resulta conveniente y de fácil estimación experimental definir una ‘eficiencia cuántica’ a efectos como el número de electrones extraídos de la célula por cada fotón incidente, y que es la asociación del efecto de la generación

de portadores y el de su colección. Al igual que el resto de magnitudes, dependerá de la frecuencia o energía de los fotones y de la propia naturaleza de la célula solar.

b) Característica I-V de iluminación:

De un análisis pormenorizado de la corriente de diodo, la ecuación (2.1) se puede escribir como:

$$I = I_L - I_0 \left( e^{\frac{eV}{mkt}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

Siendo 'm' variable de 1 a 2, en función de si se trata de zonas con mayor (m→1) o menor campo (m→2) del dispositivo. 'I<sub>0</sub>' representa la corriente de saturación en inversa, 'k' es la Constante de Boltzmann y 'T' es la temperatura del dispositivo.

A partir de la definición de corriente en cortocircuito (V≡0), 'I<sub>sc</sub>', y de voltaje en circuito abierto (I≡0), 'V<sub>oc</sub>', se puede obtener la siguiente relación :

$$I = I_{sc} \left( 1 - e^{\frac{e(V-V_{oc})}{mkt}} \right) \quad (2.3)$$

La Figura 2.2. se representa a partir de la ecuación (2.3) y es lo que se denomina comúnmente "curva característica de un módulo fotovoltaico". Por otro lado, según se deriva de su propia definición, la potencia de la célula es:

$$P = IV \quad (2.4)$$

A partir de la curva característica de la célula, puede construirse el de la potencia entregada por parte del panel para una irradiación dada en función del voltaje de trabajo en que se utilice. En la Figura 2.2 se representa asimismo dicho comportamiento, así como el régimen al cual la potencia es máxima, emplazado en el punto central de la curvatura.

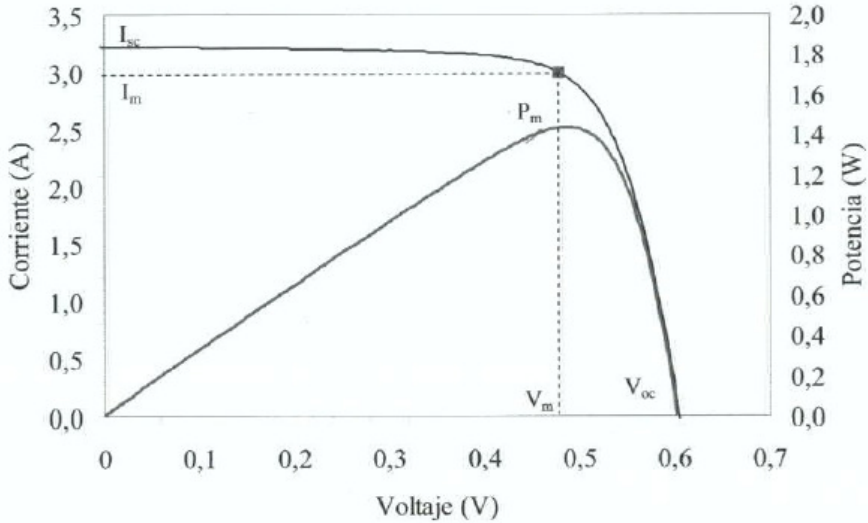


Figura 2.2: Curva característica de una célula fotovoltaica ( $100\text{cm}^2$ ) en condiciones estándar de medida. En el eje de ordenadas, se representa la corriente/potencia y, en el de abscisas, el voltaje. Asimismo, se indican también la corriente de cortocircuito, la tensión en circuito abierto, el voltaje e intensidad en el punto de máxima potencia y la curva de dicha magnitud [16].

b1) *Factor de Forma de la curva característica (FF):*

Dentro de los parámetros que pueden definirse de forma asociada a la curva característica, destaca igualmente lo que se conoce como ‘Factor de Forma’, el cual se establece como cociente entre la potencia máxima de la célula y el producto ‘ $I_{sc}V_{oc}$ ’. Cuantifica la forma de dicha curva o cuán cuadrangular resulta la misma en función de cuánto se aproxime su valor a la unidad. En general, se puede aproximar que este factor varía poco de unas células a otras [1], con lo que se realiza la importancia como parámetros característicos útiles de la corriente de cortocircuito el voltaje en circuito abierto en relación a la potencia máxima que puede proporcionar la célula:

$$P_M = FF \times I_{SC} \times V_{OC} \quad (2.5)$$

b2) *Resistencias en serie y en paralelo:*

Se debe tener presente que, en la ecuación (2.2), no se consideraron otros tipos de factores como, por ejemplo, los debidos a la resistencia en serie,  $R_s$ , inducida por los contactos metálicos, ni las fugas de corriente proporcionales a la

tensión, que pueden caracterizarse como una resistencia en paralelo,  $R_p$ . En general, si baja  $R_p$ ,  $V_{OC}$  y FF también lo hacen. Si sube  $R_s$ , FF e  $I_{SC}$  bajan, es decir, conviene  $R_s$  baja y  $R_p$  alta. Cabe destacar que los valores de dichas resistencias son variables en el dispositivo, si bien se efectúa la citada simplificación.

El efecto de la resistencia en paralelo resulta globalmente despreciable en este tipo de célula, con lo que típicamente basta con añadir un término  $IR_s$  en el numerador del exponente de la ecuación (2.2). Para el caso general, la expresión adquiere la forma (2.6).

$$I = I_L - I_0 \left( e^{\frac{eV + IR_s}{mkT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.6)$$

### b3) *Influencia de la temperatura:*

Cuando la temperatura se incrementa, el grosor del gap energético se ve reducido y la longitud de difusión de los portadores minoritarios aumenta, es decir, se produce un leve incremento de la corriente de iluminación producida. Suponiendo en primera aproximación  $I_L$  constante, las variaciones debidas al efecto de la temperatura en el seno de la célula se manifestarán en la parte correspondiente a la corriente de diodo, que se ve modificada en cierta cuantía de modo directo por el término exponencial y en otra por la dependencia explícita de la corriente de saturación en inversa,  $I_0$ , notablemente creciente con T. El rendimiento máximo,  $\eta$ , de la célula será por construcción el indicado en la ecuación (2.7), donde  $P_{MÁX}$  es la potencia máxima de una célula sometida a una irradiación  $P_i$ .

$$\eta \equiv \frac{P_{MÁX}}{P_i} = \frac{I_M \times V_M}{P_i} = \frac{FF \times I_{SC} \times V_{OC}}{P_i} \quad (2.7)$$

Si se realizan los cálculos correspondientes [1], se obtiene que, tanto el factor de forma, como preferentemente  $V_{OC}$ , disminuyen con la temperatura lo suficiente como para que, globalmente, el rendimiento de la célula solar descienda (del orden de 0.4-0.6%/°C para células de Silicio y 0.2-0.3 para las de GaAs, en ambos casos a temperaturas próximas a la ambiente). [16]

#### **2.1.1.2 Módulos fotovoltaicos.**

Los módulos fotovoltaicos se constituyen mediante el ensamblaje de un conjunto de células solares configuradas de cierto modo en serie o paralelo con el fin

de lograr las prestaciones establecidas en cada caso en cuanto a tensiones y corrientes. El comportamiento de dichos módulos resulta equivalente en lo fundamental a las células solares individuales, constituyendo una de las tecnologías más robustas en el campo actual de las energías renovables, siendo los problemas más habitualmente asociados a pérdidas de eficiencia los defectos de construcción, de conexión, la existencia de zonas sombreadas y fugas de corriente. Estas dos últimas causas, junto con la eventual presencia de células defectuosas, son causantes de lo que se conoce como “punto caliente” (“hot spot” en inglés). La vida útil esperada para dichos generadores es, con las actuales tecnologías, de unos 30 años, entendiendo vida útil como el tiempo transcurrido hasta que la capacidad de generación de los módulos se reduce en un 20%.

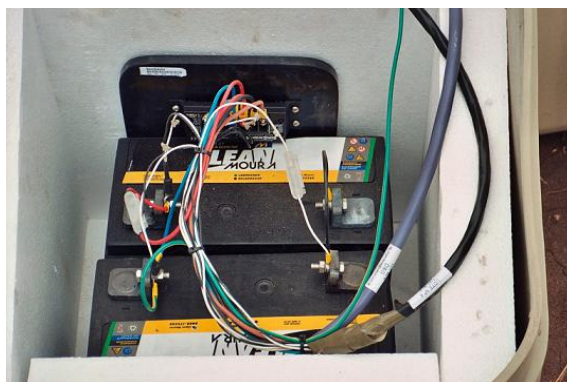
### **2.1.2 Sistema de acumulación: Batería**

Típicamente, el modo de almacenamiento de energía que se utiliza en este tipo de sistemas para conservar la que es proporcionada por medio de los módulos fotovoltaicos durante el día es de tipo químico, es decir, se emplean baterías. La elección de dichos acumuladores en el ámbito fotovoltaico se centra típicamente en una solución de compromiso entre un suficiente aguante de descargas profundas y el precio correspondiente. De entre el abanico de opciones que existen actualmente en el mercado (Pb-ácido con diferentes tecnologías, Ni-Cd, Ni-MH...), las de mayor aceptación y uso en el ámbito fotovoltaico son las de Plomo-ácido, si bien existe una dependencia en la elección con el tipo de necesidades requeridas y las características climáticas del lugar. Dentro de este tipo de baterías, las que se utilizan con mayor frecuencia y, en particular, en el Proyecto Pierre Auger, son las de tipo estándar modificado sellado con electrolito líquido, si bien el papel que han adquirido las baterías de plomo-ácido con electrolito gelificado y AGM (Absorbed glass mat) [17] es cada vez más predominante. La razón de esto último es la progresiva disminución de precios e idoneidad de estos elementos para diversos tipos de aplicación solar fotovoltaica sin mantenimiento, con una duración relativamente prolongada en el tiempo.

En general, la vida media de la batería es notablemente inferior a la del resto de los elementos del sistema. Típicamente, y para el tipo de acumulador considerado, dicho dispositivo ha de ser reemplazado del orden de 4 ó 5 veces durante la vida útil de los módulos fotovoltaicos. De hecho, se estima [18] que el 30% de los costes de mantenimiento se deben a estos dispositivos, cifra que se acrecienta a medida que los precios de los módulos fotovoltaicos se van reduciendo. Estas circunstancias y sus características intrínsecas se traducen en que estos dispositivos constituyan el apartado que mayor desgaste sufre en el proceso global

de producción energética. Es esta última circunstancia, el que se considere la parte más débil del sistema, la razón por la cual este sector requerirá un estudio particularmente dedicado a lo largo del presente trabajo.

A continuación, se resumen los fundamentos básicos de dichos elementos.



*Ejemplo de baterías utilizadas en el Proyecto Pierre Auger.*

**a) Constitución:**

El tipo de baterías referido está constituido preferentemente por un ánodo de dióxido de plomo, un cátodo de plomo y un electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. Para llevar a cabo la puesta en funcionamiento de dicho dispositivo, la materia activa requerida se empasta en las rejillas (ánodo y cátodo) en forma esponjosa, formando unos gránulos conectados mediante poros por los que circula el electrolito y con el fin de que se produzcan las reacciones químicas que permiten el almacenamiento energético (se verán en el siguiente apartado). Es de destacar en este punto que, debido a las reducidas dimensiones de dichos poros, la concentración de ácido no será en general uniforme en el seno de la materia activa.

Por otro lado, como se verá, durante la descarga de la batería se genera sulfato de plomo en los electrodos, originándose de ese modo un engorde de material que favorecerá el desprendimiento de la materia activa (en el ánodo preferentemente) así como una obstrucción de dichos orificios por los que debe circular el electrolito. Esta circunstancia lleva a añadir a la batería unos depósitos en su parte inferior con el fin de evitar posibles cortocircuitos entre los contactos provocados por la materia desprendida, tal y como se puede ver representado e indicado en la Figura 2.3.

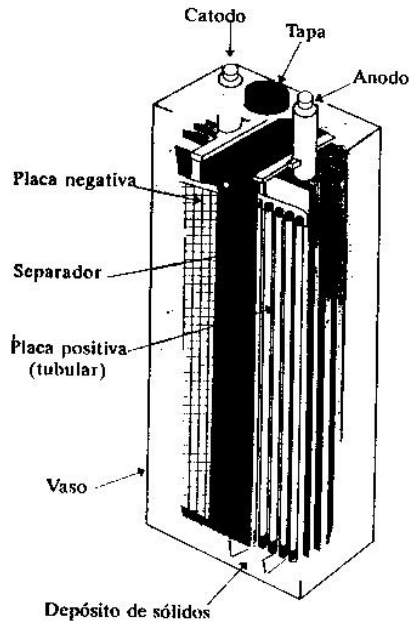


Figura 2.3: Dibujo esquemático de los distintos elementos de una batería de plomo – ácido. [1]

**b) Definiciones previas y principales parámetros característicos:**

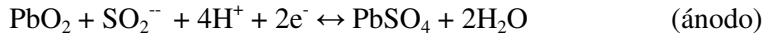
"Capacidad Nominal": se corresponde con la cantidad de carga física por medio de corriente eléctrica, en A.h, que es posible extraer de una batería desde un estado en el que esté completamente cargada hasta que alcance un determinado voltaje final  $V_F$  que se conviene en función del tipo de acumulador (típicamente en baterías de Pb-ácido con tecnología estándar,  $V_F=1.85V/\text{elemento}$  a  $25^\circ\text{C}$ ).

"Estado de Carga" (SOC): es la relación que existe entre la capacidad de una batería, parcialmente cargada en general, y la capacidad nominal de dicha batería.

"Profundidad de Descarga":  $PD \equiv 1 - \text{SOC}$

**c) Funcionamiento:**

Las reacciones químicas que tienen lugar en el seno de la batería son las siguientes:



Como se comentaba, durante la carga se constituye óxido de plomo en el ánodo, plomo en el cátodo y ácido sulfúrico en el electrolito, mientras que durante la descarga se forma sulfato de plomo en los bornes de la batería y se absorbe ácido del electrolito. En otras palabras, las reacciones se producen de derecha a izquierda durante la carga según la expresión estequiométrica indicada.

Por otra parte, la batería puede asimilarse de modo simplificado a una fuente de tensión ideal,  $V_{BI}$ , en serie con una resistencia interna,  $R_{BI}$ . De esta forma, y según se esquematiza en la Figura 2.4, si se denomina  $I_C$  e  $I_D$  a las corrientes de carga y descarga respectivamente, se obtienen las ecuaciones (2.8) y (2.9).

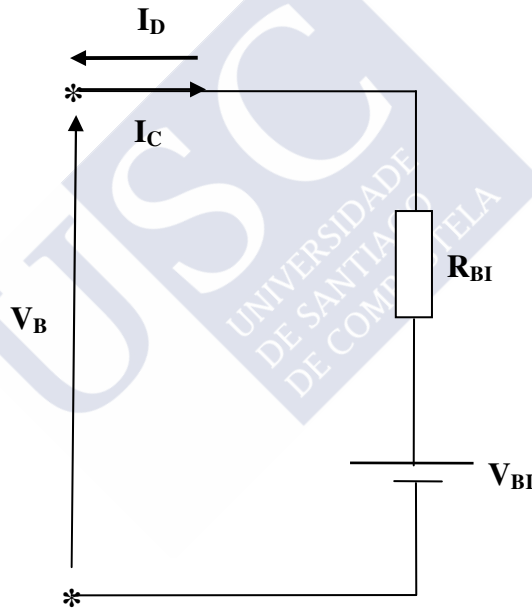


Figura 2.4: Circuito representativo de una batería de voltaje  $V_B$ .

$$V_B = V_{BI} + I_C \cdot R_{BI} \quad (2.8)$$

$$V_B = V_{BI} - I_D \cdot R_{BI} \quad (2.9)$$

Los valores de dichas magnitudes dependen tanto de la temperatura de la batería como de la concentración de ácido en el electrolito. De esta forma, si se incrementa la concentración de éste (como sucede durante la carga), lo harán

igualmente la densidad del electrolito y  $V_{BI}$  (existe una relación lineal empírica aproximada entre ambas magnitudes, y exacta en el caso en que la batería está en reposo durante horas) mientras que  $R_{BI}$  disminuye (al contrario en descarga). Por otro lado, si se produce un aumento de temperatura, la densidad disminuye, así como levemente  $V_{BI}$ , a lo que se agrega el hecho de aumentar la movilidad de los iones disponibles y, con ello, disminuir más  $R_{BI}$  de lo que aumenta al descender la densidad del electrolito. Este último es el efecto principal resumido asociado a la temperatura. En lo que sigue se verán con mayor nivel de detalle los procesos de carga y descarga, incluida esta última circunstancia.

#### **d) Procesos de carga y descarga.**

En la ecuación (2.8), se puede observar que la liberación de ácido que se produce durante el proceso de carga, que produce un incremento de " $V_{BI}$ " y un decrecimiento de " $R_{BI}$ ", genera efectos opuestos globales en lo que concierne al voltaje de la batería, " $V_B$ ", pero domina el crecimiento de " $V_{BI}$ " sobre el decrecimiento del término " $I_{CARGA}R_{BI}$ ", por lo que netamente " $V_B$ " crece [1, 19]. En el caso de considerarse el periodo de descarga, a la vista de la ecuación (2.9), se produce una disminución en la densidad del electrolito ( $V_{BI}$  decrece y  $R_{BI}$  se incrementa) y por ende en este caso ambos términos contribuyen a la disminución de  $V_B$ .

Por otro lado, es importante considerar que  $V_B$  debe estar limitado inferiormente a un cierto valor,  $V_F$ , el cual depende del régimen de descarga y de la temperatura, hecho que se lleva a cabo con el fin de evitar un taponamiento excesivo de los poros del material activo que pudiese producir daños irreversibles en la batería. Se formarían cristales excesivamente grandes de sulfato, que es mal conductor, así como pérdidas notables de material activo por inutilización y desprendimiento. Otro hecho destacable es que, a la vista de la ecuación (2.9), en el caso de aumentarse el régimen de descarga,  $V_{BF}$  se alcanza con un valor mayor de  $V_{BI}$ , produciéndose una pérdida en la capacidad útil de la batería.

En cuanto a la acotación superior, se tratará en el apartado de regulación.

#### **e) Ciclado.**

Se conoce como ciclado el proceso de repetidas cargas y descargas que sufre una batería a lo largo de su tiempo operación. Esta sucesión de procesos complementarios y opuestos se traduce en una disminución de la capacidad de la batería como consecuencia de la pérdida de material activo que se produce durante la misma. Como se mencionaba anteriormente, dicho efecto se acentúa a medida que

aumenta profundidad de descarga durante su utilización, dado que es mayor el volumen de material desprendido y se producen agregados de sulfato de plomo de mayor tamaño en los bornes. Por otro lado, es necesario constatar que en baterías destinadas a uso en sistemas fotovoltaicos, se puede conceptualizar que existe un ciclado diario (día-noche) y otro de tipo estacional, generado este último en función de las modificaciones estadísticamente intrínsecas sucedidas durante diferentes épocas del año en cuanto a irradiación o/y condiciones climatológicas.

Por último, en el momento en que, después de un cierto número de ciclos, el acumulador ya no cumple la misión para la que ha sido diseñada, se habla de la "muerte de la batería", habitualmente establecida como el estado en que su capacidad se ha reducido al 80% de la capacidad inicial, si bien esta consideración depende principalmente del uso que esté recibiendo la misma y su funcionalidad dentro de él. En este caso, dadas las exigencias científicas del experimento, hemos de ajustarnos a la definición más estricta.

**f) Estratificación del electrolito.**

Debido a la resistencia eléctrica intrínseca de las rejillas y sus contactos, la densidad de corriente en régimen de descarga desde un estado de carga completo es mayor en la parte próxima al contacto (alta) con lo que se absorbe más ácido en esas regiones que en las inferiores durante ese régimen. Por otra parte, este hecho se traduce en que la densidad del electrolito (proporcional a la concentración de ácido sulfúrico) sea más alta en las partes bajas de la batería, circunstancia acentuada por la tendencia natural de algunos líquidos de "estratificarse" de esa forma. De este modo, la resistencia de la batería tampoco es uniforme ya que, como se ha dicho, se relaciona de modo inverso con la densidad del electrolito, es decir, será mayor en las partes altas y menor en las bajas. Finalmente, durante el proceso de carga, la corriente tenderá a distribuirse de forma opuesta a cómo lo hace  $R_{BI}$ , contribuyendo de nuevo a dicha estratificación. El proceso se esquematiza en la Figura 2.5. La presencia de una elevada concentración de ácido en la parte baja de la batería corroe las rejillas tempranamente, razón por la cual existe la necesidad de homogeneizar el electrolito de forma periódica.

En lo que sigue, se muestra un modo de implementar dicha homogeneización en el tipo de sistemas que se están considerando.

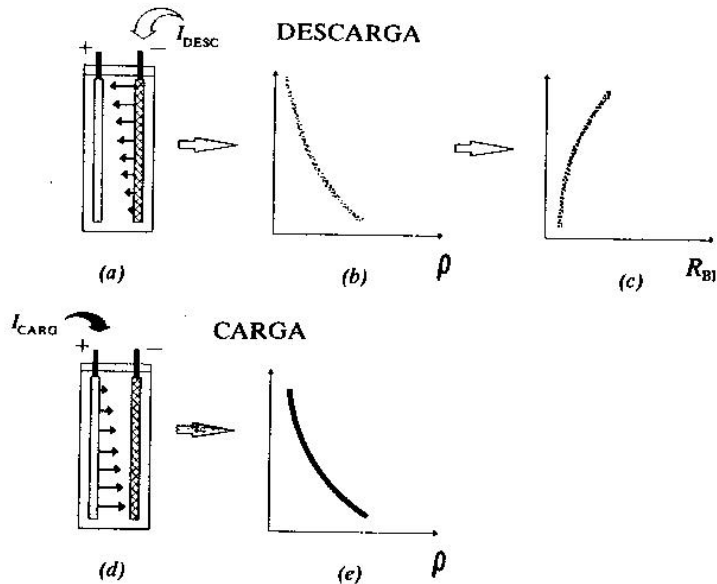


Figura 2.5: Esquemización del proceso de estratificación del electrolito. En la parte superior se muestra la distribución de densidades,  $\rho$ , ((b)) y resistencia interna ((c)) en función de la altura (ejes Y) en la batería durante la carga. Abajo se esquematiza el proceso durante la carga. [1]

- Gasificación.

Al finalizar el proceso de carga, parte de la corriente se emplea en producir electrolisis en el agua de la disolución, este proceso es lo que se denomina en el ámbito como "gasificación". Dicho efecto tiene la ventaja en instalaciones aisladas como las presentes del Proyecto Pierre Auger de contribuir notablemente a la homogeneización del electrolito, de forma que resulta a la postre ventajoso permitir la pérdida de corriente y agua que se produce en ese proceso de leve sobrecarga de la batería. Debido a esta circunstancia, típicamente dicho agua ha de ser repuesta de forma periódica debido a que la batería puede resultar dañada si resulta descubierta la placa, si bien ser verá a posteriori que existen alternativas para limitar estas pérdidas de agua y reducir o eliminar las tareas de mantenimiento.

Por otra parte, el gaseoso provoca un incremento muy considerable de  $R_{BI}$ , lo que implica una fuerte subida de  $V_B$ , en virtud de la ecuación (1), generando la aparición de lo que se conoce como "región de sobrecarga". Dicho régimen se puede apreciar en la Figura 2.6 a través de la inflexión incremental de pendiente que se observa a continuación del aumento lineal estándar de tensión de la batería durante

la carga. Típicamente, se permiten sobrecargas controladas para homogeneización que se sitúan entre 2.35 y 2.45 V/elemento a 25°C, en función del caso.

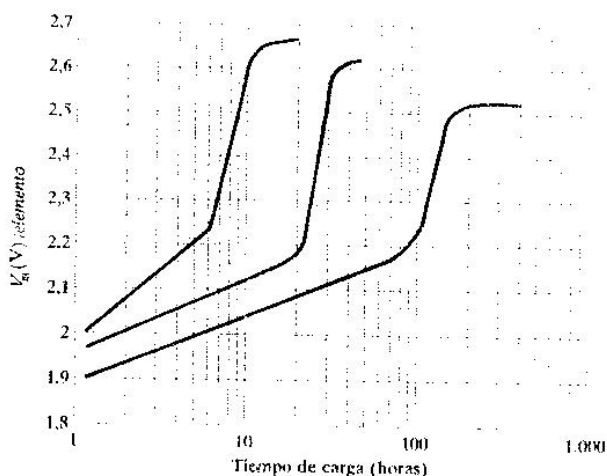


Figura 2.6: En el eje Y se representa la tensión por elemento<sup>1</sup> en una batería para distintos regímenes de carga. En el X el tiempo de carga en horas y escala logarítmica. [1]

### g) Temperatura.

El efecto de la temperatura en estos elementos viene manifestado preferentemente por el modo en el que actúa sobre la movilidad iónica, de forma que si la temperatura de la batería desciende, se reduce dicha movilidad en el seno del electrolito y la resistencia eléctrica de la batería aumenta (en caso de congelación del electrolito, la resistencia divergiría y el voltaje tendería a cero). Es importante mencionar que la temperatura de congelación depende muy notablemente de la concentración de ácido, es decir del SOC. En ese sentido, la temperatura a la cual se produce la congelación cuando el SOC es mínimo es un factor a tener en cuenta a la hora de seleccionar las características de la batería una vez establecido su emplazamiento y las condiciones meteorológicas a las que, estadísticamente, se espera que se vaya a encontrar dicho dispositivo. En una misma línea, si la temperatura aumenta, se incrementa la cantidad de corrosión inducida por el ácido,

<sup>1</sup> Cada batería está constituida por un conjunto de unidades fundamentales denominadas vasos o elementos, que están conectados en serie entre sí.

y en el diseño de la instalación y selección de las baterías, debe procurarse que la densidad del electrolito sea baja para zonas cálidas.

Por otro lado, el voltaje al cual comienza la sobrecarga disminuye al crecer la temperatura (ya que  $R_{BI}$  decrece con  $T$ ). Ello tiene implicaciones en los reguladores de carga, citados anteriormente y detallados en la siguiente sección, que son imprescindibles en sistemas fotovoltaicos con el fin de evitar que el voltaje continúe incrementándose una vez que la batería está completamente cargada y con la suficiente sobrecarga para homogeneización. Dichos elementos desconectan la carga o establecen un estado de “flotación” cuando la tensión supera o iguala un cierto voltaje umbral ( $U=2.35$  V/elemento a  $25$  °C típicamente) o bien cuando desciende demasiado. Es importante destacar que este voltaje umbral máximo al cual actúa el regulador debe modificarse en función del hecho comentado de que la tensión de sobrecarga disminuye con la temperatura, lo cual típicamente se traduce en que este tipo de acumulador el voltaje de regulación se corrija con  $-5$  mV/°C.

Por todo lo visto hasta el momento, de modo general las baterías de los sistemas fotovoltaicos deben ser fundamentalmente resistentes al ciclado y necesitar poco mantenimiento. En este sentido, es importante mencionar que existen ciertos materiales que al constituir una aleación en las rejillas mejoran alguna de estas características. El antimonio y el calcio son los más utilizados, y su elección dependerá del caso, el uso y las preferencias al respecto. En el ejemplo del antimonio, su adición a las rejillas aumenta la capacidad de la materia activa, por lo que se limita la pérdida de ésta en el proceso de descarga. El contrapunto de esta medida es que se reduce el voltaje al cual comienza la electrolisis en el seno de la batería, lo que implica una mayor pérdida de agua en el electrolito y aumento de las labores de mantenimiento (si bien esto último puede ser atenuado mediante selenio). Por otro lado, el agregado de calcio promueve un efecto inverso en lo que concierne a las pérdidas de agua y las labores de mantenimiento, si bien con la contrapartida de un incremento notable en el deterioro por ciclado, descarga profunda y reducción notable de la vida útil de la batería preferentemente bajo estos aspectos [1, 18].

### **2.1.3 Regulador**

Como se ha visto, el papel del regulador dentro del sistema fotovoltaico es de notable importancia y debe estar presente en todo aquel que utilice baterías como modo de almacenamiento energético. En el caso particular de las baterías de plomo ácido, voltaje y estado de carga están directamente relacionados en los regímenes de trabajo, con lo que la medida de aquel da una idea significativa de las condiciones en las que opera la batería. Esta circunstancia de potencial reductivo toma notable relevancia en el presente trabajo, así como en general en el control de este tipo de

sistemas, siendo un ejemplo de esto último el modo en que se ha visto que puede llevarse a cabo la regulación utilizando como base dicha magnitud y la temperatura. Conviene recordar asimismo que resulta relevante evitar tanto estados de sobrecarga como más si cabe de sobredescarga, de forma que en el caso del Proyecto Auger el corte inferior en voltaje se efectúa a 19V mediante la electrónica (PCMB), mientras que el de sobrecarga se lleva a cabo mediante un regulador al modo citado.

De modo general se puede decir que existen dos mecanismos básicos para llevar a cabo y gestionar la restricción en el suministro de corriente: por un lado, disipando el exceso de energía generada, y por otro desconectando la batería del generador. La forma de implementar lo primero (denominado “reguladores en paralelo”) es mediante la colocación de un transistor en paralelo con el generador (ver la parte izquierda o de la Figura 2.7), de manera que éste conduzca corriente o no lo haga en función del voltaje existente (ver gráfica de la figura). De esta forma, al superar el umbral impuesto, la corriente se desvía hacia ese sector del circuito, interrumpiéndose la carga.

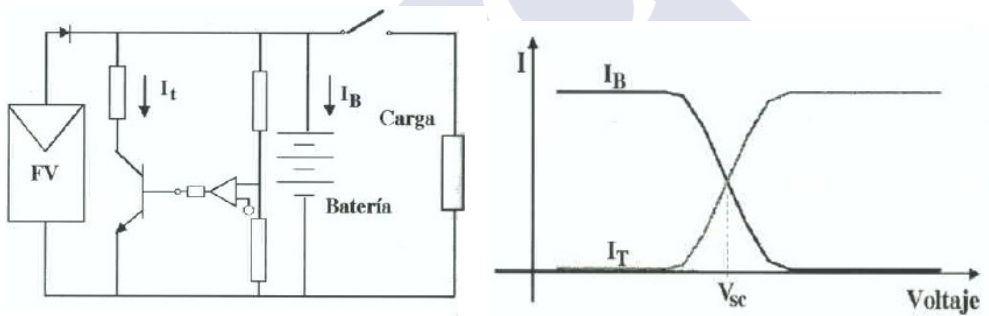


Figura 2.7: A la izquierda, circuito esquemático donde se representa la implementación de un regulador en paralelo. A la derecha, en el eje X se representa el voltaje/elemento de la batería; en el Y la corriente generada [16].

En particular, el diseño debe llevarse a cabo de manera que ese paso de corriente se haga en función de la temperatura según lo que se ha visto: 2.35V/elemento a 25°C, corregidos con -5mV/°C y elemento. Este método de regulación se suele establecer para generadores fotovoltaicos de pequeña potencia (menos de 10A de corriente de carga) y en general es aconsejable situar un diodo en inversa de bloqueo entre el transistor y la batería, con el fin de evitar fugas desde ésta.

El otro modo de regulación (denominado en este caso “en serie”) se lleva a cabo habitualmente para generadores de mayor potencia. Se realiza a través de un interruptor cuyo consumo ha de ser lo más reducido posible, que desconecta la batería del generador cuando ésta se encuentra cargada (en este caso, suele hacerse

con  $2.45\text{V}/^\circ\text{C}$  y elemento a  $25^\circ\text{C}$ , ya que la interrupción es más brusca o precisa que en el caso previo). El proceso se esquematiza en la Figura 2.8.

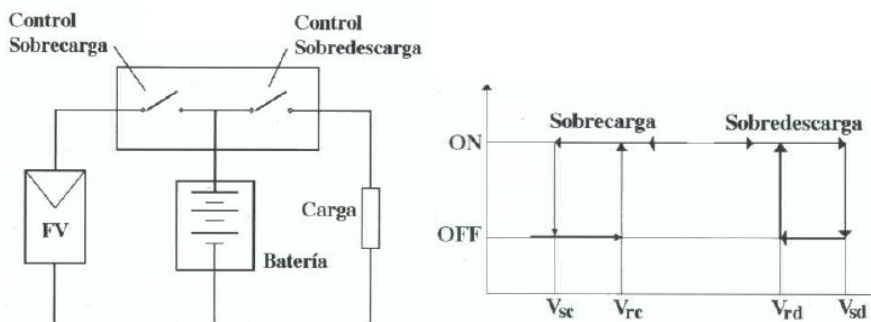


Figura 2.8: Esquema de funcionamiento de un regulador en serie (izquierda) y forma de actuar de dicho regulador (en eje X el voltaje/elemento de una batería).

Los reguladores utilizados en el experimento presentan este último tipo de funcionamiento, si bien con la sofisticación de tratarse de lo que se conoce como tipo PWM (Pulse-width modulation), es decir, de dispositivos electrónicos programados de modo que en el momento de la regulación permitan el paso de pulsos de corriente de amplitud fija y frecuencia variable en función de la relación oferta-demanda de corriente y valor del tensión del acumulador. Como comentario, añadir asimismo que existe otro modo alternativo de implementar este tipo de regulación que es mediante sistemas que permitan el paso de pulsos de corriente de amplitud variable y frecuencia constante.

## 2.2 Dimensionado del SF del Observatorio Pierre Auger.

Uno de los principios fundamentales del diseño de los sistemas fotovoltaicos es el dimensionado. Se trata de obtener un buen compromiso entre las necesidades energéticas requeridas para ese SF y su capacidad de producción. Dicho dimensionado no sólo resulta fundamental para obtener un adecuado funcionamiento del sistema, sino que igualmente lo es con el fin de que su periodo de vida útil resulte lo más prolongado posible.

En esta sección, por una parte, se mostrará de modo general el procedimiento de dimensionado del sistema fotovoltaico del Proyecto Pierre Auger, haciendo hincapié en las variables que permiten la catalogación monitorizada del mismo, y por otro lado, fundamentándose en ello, se mostrarán los principales resultados experimentales obtenidos en referencia al dimensionado una vez que el sistema está en funcionamiento.

## **2.2.1 Estudio de dimensionado.**

Tal y como se mencionaba en primera instancia, el parámetro bajo el cual se fundamenta el desarrollo del dimensionado de un sistema fotovoltaico es la cantidad de energía que es necesario obtener de él. Este valor, unido al conocimiento de las condiciones atmosféricas y de irradiación estadísticamente esperables de la región en la cual se pretende emplazar la instalación, permite determinar las características que ha de tener el sistema fotovoltaico en cuestión.

### **2.2.1.1 Necesidades del sistema.**

Como se ha visto, en el caso del Observatorio Pierre Auger, el sistema fotovoltaico a dimensionar deberá suministrar en última instancia la potencia necesaria para alimentar la cadena completa de detección y lectura, así como el sistema de transmisión por radio. En este sentido, resulta interesante constatar que el diseño de dicha electrónica ha sido realizado específicamente para que el consumo de la misma sea lo más bajo posible, reduciendo así en lo posible demanda y por ende los medios requeridos para la obtención del suministro eléctrico. A pesar de los grandes voltajes involucrados en la alimentación de los tres fotomultiplicadores de cada estación (1300 Voltios, 0.12 mA), la potencia total consumida por la cadena completa de detección y lectura se ha conseguido que sea apriorísticamente de tan sólo 10 W en corriente continua, si bien el consumo real final es incluso inferior, como se verá en la sección 2.3.

De modo resumido, se debe dimensionar o diseñar cada SF de forma que sea capaz de producir 10W de modo ininterrumpido en las peores condiciones promedio esperables en su región. A este particular, y debido al cierto grado de impredecibilidad intrínseco de las magnitudes meteorológicas, si bien siempre sujeto al tipo de climatología estándar del emplazamiento y su variabilidad, el sistema de acumulación deberá ser dimensionado para asegurar el correcto funcionamiento del sistema durante un número concreto de días en, a efectos de producción fotovoltaica, total oscuridad. En este caso se conviene que lo más adecuado es que ese número de días sean al menos seis (aunque, ateniendo a los datos de la NASA, los requerimientos serían mayores para alta fiabilidad -8-), si bien dicho requerimiento posee un cierto grado de laxitud.

### **2.2.1.2 Caracterización de la radiación.**

De forma general, la irradiación solar que alimente los sistemas fotovoltaicos puede descomponerse en tres tipos de componente:

1. *Radiación Directa*, que es la parte de la energía que alcanza la superficie de los módulos fotovoltaicos directamente desde el sol.
2. *Radiación Difusa*, que comprende aquella que alcanza la superficie de los paneles desde las diferentes direcciones del cielo, excluido el disco solar.
3. *Componente de Albedo*, es decir, aquella proporción de luz que es reflejada por la superficie terrestre. El albedo en la región de experimento (pampa amarilla) es 0.2, mientras que de modo estándar la existente con una cobertura de nieve se considera como de 1.

La radiación difusa depende enormemente del estado atmosférico, y en los meses poco soleados representa una parte importante de la radiación que finalmente alcanza el sistema. En la Figura 2.9, se representa la radiancia diaria promedio mensual en unidades de “Hora Pico-Solar”<sup>2</sup> en la región de emplazamiento del Observatorio para los distintos meses del año y con una inclinación en la superficie receptora de 55° (se trata de la elegida en el caso del Observatorio para los módulos fotovoltaicos, cuya razón para lo mismo se verá en lo que sigue). En la figura, se puede observar asimismo que la componente difusa representa el 40% de la irradiación total incidente en invierno, dado que la parte esencial de dicha estación se corresponde con los meses de Junio, Julio y Agosto en el Hemisferio Sur. Los datos de radiación utilizados proceden de estimaciones realizadas por la NASA a partir de medidas satelitales en periodos de veintidós años [20]. Para estimar la composición en componente difusa ha sido utilizado el método de Page [21].

Por otro lado, como medio de validación en lo que concierne a la estimación mostrada del número de ‘Horas Pico Solar’, <HPS>, se ha utilizado asimismo información meteorológica experimental proveniente de distintas fuentes:

- 1) Datos meteorológicos de la estación meteorológica de Rama Caída (50 Km al Norte del Observatorio, San Rafael) [22].
- 2) Datos experimentales tomados en el complejo para detección de fluorescencia ‘Los Leones’, en el Observatorio Pierre Auger, obtenidos mediante un piranómetro durante los meses críticos de invierno en el año 2001.

---

<sup>2</sup> Se define como el número equivalente en horas de sol con un flujo de 1000 W/m<sup>2</sup>. Coincide numéricamente con la energía total recibida diariamente si se expresa en kWh.

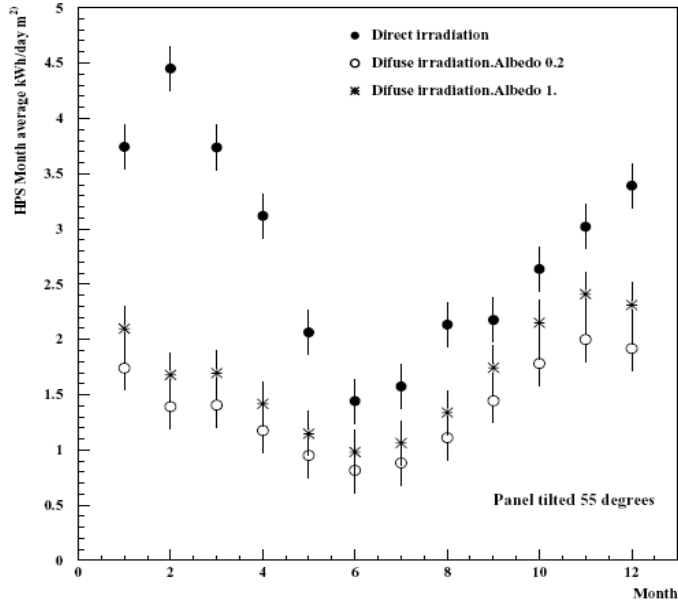


Figura 2.9: Irradiación directa (puntos negros) y difusa diarias en  $\langle HPS \rangle$  a lo largo de un año, con albedo 1 (cruces) y 0.2 para inclinación de panel de  $55^\circ$  hacia el Norte.

Como se había dicho, a la hora de llevar a cabo el dimensionado, resulta fundamental conocer las características básicas de la radiación en la región donde va a ser emplazado el sistema fotovoltaico en cuestión. Así, para desarrollar la optimización de la captación de luz solar, debe tenerse en cuenta tanto la irradiación directa como la difusa durante los meses más desfavorables desde el punto de vista climatológico, ya que es en esos periodos de tiempo cuando el sistema se encontrará en condiciones más desfavorables de cara a la producción de energía, y en el caso del Observatorio Pierre Auger las necesidades son idénticas en dicha estación del año.

La predicción en lo que corresponde a la suma de ambas componentes de radiación se encuentra estimada en las fuentes de datos utilizadas. Dichas estimaciones no son óptimas, si bien resultan una alternativa inevitable en regiones como la del Observatorio, de modo que serán los valores utilizados a la hora de realizar el dimensionado.

### 2.2.1.3 Optimización de la orientación de los módulos fotovoltaicos.

La energía solar captada por parte de los paneles solares varía en función del ángulo de inclinación existente entre ellos y la dirección de la luz directa incidente

(ver Figura 2.11 como ejemplo), de modo que el valor máximo de dicha captación se obtiene en incidencia perpendicular y el mínimo en tangencial (seno del ángulo de incidencia). Por otro lado, la dirección de llegada e intensidad de los rayos solares varía a lo largo del año, siendo neta y estadísticamente máxima en verano y mínima en invierno. De esta forma, considerando el hecho de que los módulos fotovoltaicos utilizados por parte del Proyecto Pierre Auger, así como en otros muchos casos, presentan una posición fija, existirá una configuración de los mismos que optimice la captación de energía solar a lo largo del año, siempre teniendo en cuenta en ello el tipo y distribución temporal de necesidades de cada caso, así como la circunstancia de que la disponibilidad y dirección de llegada de la radiación es muy notablemente diferente en verano e invierno. En este último sentido, la optimización es de cara al uso, no forzosamente absoluta.

En gran parte de estos casos, el ángulo óptimo de inclinación se establece de modo aproximado como de  $15^\circ$  por encima de la latitud a la cual se pretende realizar la instalación, siempre en la dirección de movimiento del disco solar (Norte en caso del Hemisferio Sur y viceversa en el Hemisferio Norte). De este modo, se consigue aumentar la captación de luz durante los meses de invierno, si bien a expensas de una pérdida en su componente directa a lo largo de los meses de verano donde, en cualquier caso, el sistema estará sobredimensionado o sobrealimentado. En el caso de los detectores de superficie del Observatorio Pierre Auger Sur, donde la latitud es de (despreciando las dimensiones de la red de detección)  $35.28^\circ$  S, se mostrará el modo en que, con el fin de paliar el déficit de sol existente en invierno mediante la captación de la mayor cantidad de componente difusa y de albedo, la inclinación óptima resulta ser incluso mayor.

En la Figura 2.10, se muestra la comparación entre los datos experimentales tomados en Malargüe con los predichos por el modelo de Page para la relación entre irradiación difusa y global promedio mensuales en cielo abierto. Dicho modelo en su versión elemental proporciona una predicción de la relación empírica entre dichas magnitudes en base al índice de claridad promedio mensual (cociente entre irradiación horizontal medida a nivel de suelo y la extraterrestre) para latitudes entre  $40^\circ$  y  $-40^\circ$ . Otro de los potenciales derivados del modelo de Page es la estimación de la irradiación sobre superficies inclinadas.

Como se puede observar en la figura, dada las características climáticas de baja nubosidad de la región, el acuerdo y validación es más que notable y dentro del error experimental. Utilizando dicho modelo como predicción teórica, se obtiene que el ángulo de inclinación óptimo para los módulos fotovoltaicos en el mes de menor radiancia (Junio) es de  $65^\circ$  (ver recuadro interno de la Figura 2.10)

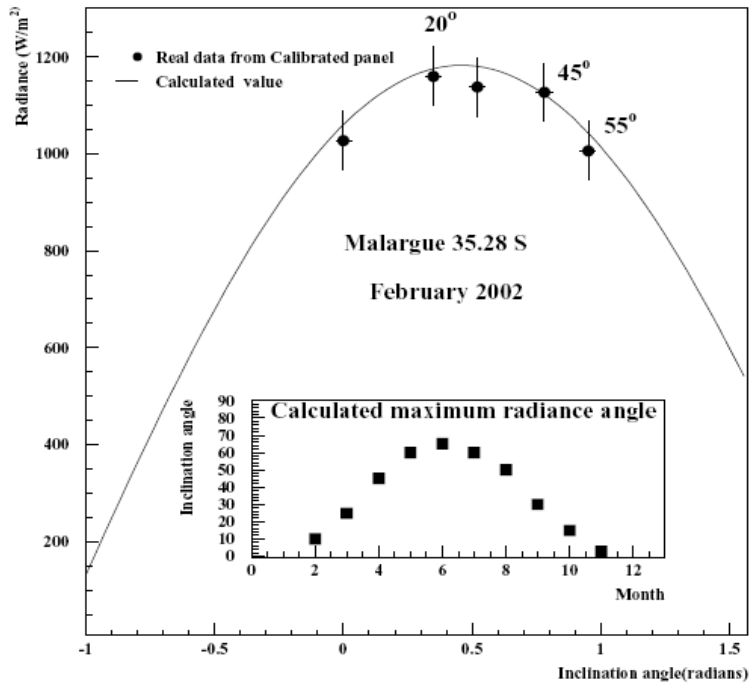


Figura 2.10. Valores de la radiancia (eje Y) en función del ángulo de inclinación del panel en radianes (eje X). La línea indica los valores dados por el modelo, los puntos los valores medidos en Malargüe en Febrero de 2002. En el centro están los valores del ángulo óptimo para cada mes.

Por otra parte, en la Figura 2.11, se representan la variación de la irradiación colectada por los paneles solares en función del mes del año para varios ángulos de inclinación, así como la pérdida relativa en la energía recogida para cada uno de éstos con respecto al valor que se obtendría con la inclinación óptima para ese mes. Como se indica, se han utilizado las estimaciones de la NASA de irradiación horizontal diaria mediante promedio mensual.

Se puede ver que la diferencia existente entre la energía aprovechada en Junio con una inclinación óptima (65°) y la alcanzada con una inclinación de 55° no llega al 1%, mientras que, sin embargo, en los meses próximos a él se produce una pérdida de ganancia a 65° con respecto a los 55° que es sensiblemente mayor a aquel reducido 1% ganado en Junio. Esta circunstancia no es crucial, dada la mayor disponibilidad energética esperable en esos meses, pero sí a considerar a la hora de seleccionar un ángulo. Los factores determinantes en este caso es buscar la generación máxima en los peores meses y la adaptabilidad constructiva, teniendo en

cuenta el fuerte régimen de vientos de la zona, que implican importantes tensiones tanto en los módulos como en las estructuras. Considerando lo reducido de la ganancia a 65° frente a la dificultad mecánica de implementación, hace que la inclinación más equilibrada para el caso del Observatorio Sur sea de 55°.

Cabe mencionar también que en dicha solución se ha tenido en cuenta el hecho de que mayores ángulos reducen el potencial acumulo de nieve, razón por la que, a mayores de las justificaciones descritas, el ángulo seleccionado sea mayor al estándar (latitud+15 [1, 19]).

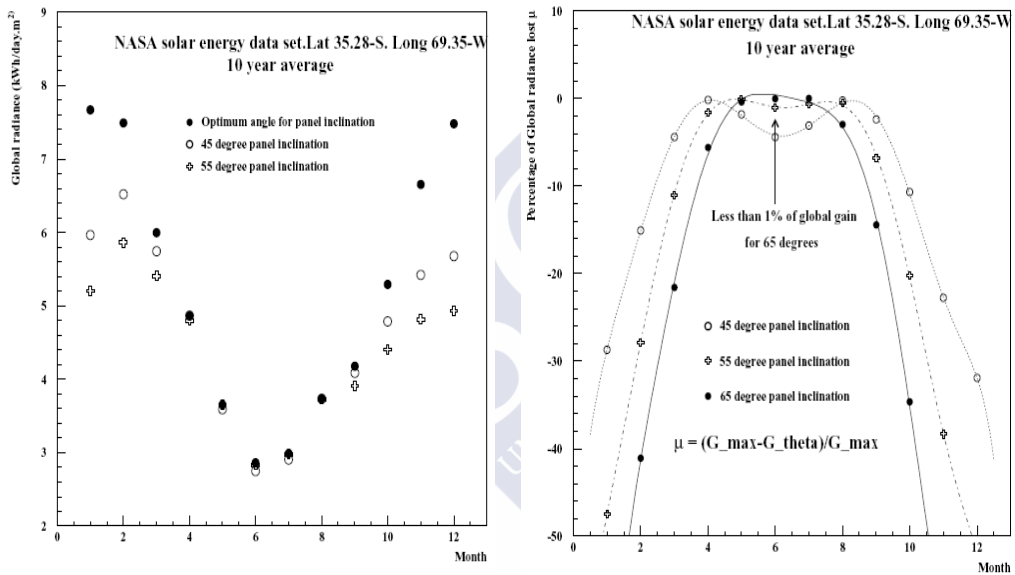


Figura 2.11. En el margen izquierdo se muestra la radiancia colectada en función del mes y del ángulo (óptimo, punto relleno; 45° círculo, 55° cruz hueca). En la gráfica de la derecha, se representa la ganancia con respecto al valor óptimo para 65 ° (punto), 55° (cruz hueca) y 45 (círculo).

#### 2.2.1.4 Dimensionado del sistema. Observatorio Sur.

Típicamente, en el momento de llevar a cabo el dimensionado de una instalación fotovoltaica aislada, de un modo simplificado, es necesario considerar los tres elementos fundamentales del mismo por separado: módulos fotovoltaicos, regulador de carga y baterías. Esta es la forma en que se realizará a continuación, dado que por otro lado las características de este sistema permiten obviar un nivel de complejidad mayor o agregar más elementos. Un ejemplo de esto último sería se un

sistema destinado a dotar de energía a una vivienda convencional, donde normalmente se requeriría lo que se denomina inversor para el suministro energético de los dispositivos diseñados para corriente alterna.

#### **a) Módulos fotovoltaicos.**

Se van a considerar por separado dos modos sencillos y alternativos de estudiar el dimensionado de este elemento: una desde el punto de las necesidades energéticas diarias y otra desde el de la necesidad mensual de carga. En el primer caso se considera la potencia de los módulos como magnitud decisiva en su elección, mientras que en el segundo es la corriente de trabajo.

##### **- Energía por día:**

Como se había visto en el apartado correspondiente a las necesidades del sistema, la potencia consumida por cada estación de detección es de partida de 10 W, por lo que la energía diaria requerida en ese aspecto sería de 240Wh. Sin embargo, en la siguiente sección se mostrará que en realidad el consumo real se ve a efectos restringido a 8W, por lo que el consumo diario se reduce a 192Wh. Los módulos fotovoltaicos por tanto han de cubrir esta necesidad, así como las pérdidas intrínsecas debidas a transmisión eléctrica y rendimiento del sistema de acumulación.

En cuanto a este último aspecto, dichas pérdidas incluyen las pérdidas estándar en el seno de las baterías (tanto térmicas/químicas como por las necesidades de sobrecargas para evitar estratificación) así como las de cableado. En cuanto a las primeras, éstas se sitúan típicamente entre un 15 y un 20%, si bien dependen del estado de carga, régimen de carga/descarga, etc. [23, 24, 25] Un 17% de pérdidas promedio globales en este apartado es a priori una consideración sensata para los acumuladores del experimento. En lo que concierne a las pérdidas máximas admisibles en cableado, un 3% es considerado típicamente [26], si bien se restringen al 1.5% en determinados casos como [27]. Si se realiza el cálculo según la ecuación (2.10) para el caso de Pierre Auger, se obtiene que en este caso las pérdidas globales en cableado son del 1%, a las que si se añaden las de conexionado y propias del regulador de carga se encuentran en el entorno del 3% en total. De este modo, la energía demandada de los módulos fotovoltaicos es finalmente de  $192/0.8 = 240$  Wh/día.

$$\begin{aligned} R_{Cable} &\equiv \rho \times \frac{L}{S} \\ \Delta V &= IR_{Cable} \\ \Rightarrow S &= \frac{\rho LI}{\Delta V} \Rightarrow Pérdidas = \frac{\rho LI}{SV} \times 100 \end{aligned} \quad (2.10)$$

Siendo L la longitud total de cable del circuito (2 veces la longitud de cable positivo en cada caso, típicamente),  $R_{Cable}$  es la resistencia eléctrica del cable,  $\Delta V$  es la caída de tensión a causa de dicha resistencia, V es la tensión de trabajo, I es la corriente que circula (se toma cortocircuito por seguridad),  $\rho$  es la resistividad del material conductor del cable y S la sección.

La cantidad de energía proporcionada por un número N de paneles fotovoltaicos a lo largo de un día será la indicada en la ecuación (2.11):

$$E / \text{día} = P < HPS > NR / \text{día} \quad (2.11)$$

Donde P es la potencia nominal de los paneles,  $<HPS>$  es el número de horas pico-solar del día<sup>3</sup> en cuestión y R un factor que tiene en cuenta el rendimiento del panel denominado con cierta frecuencia ‘factor global de pérdidas’, en el cual se incluye el rendimiento del panel, pérdidas por conexiones, así como las correspondientes al hecho de que los módulos fotovoltaicos no se encuentran trabajando en el punto de máxima potencia. En este caso, considerando el reducido tamaño de la instalación, la tolerancia en los módulos fotovoltaicos dada por el fabricante y la curva característica estándar de dicho modelo, el valor estimado para el coeficiente es 0.83. (5% de tolerancia de fabricación, 10% por estar fuera de máxima potencia y 3% de pérdidas ligadas a regulación contactos y cableado).

Tal y como se ha visto, la exigencia para los módulos es que generen la cantidad de energía diaria necesaria en los meses más desfavorables en cuanto a irradiación. Según (2.11), la cantidad de energía que se producirá es:

$$E / \text{día} = 53 \times (2.5h / \text{día}) \times 2 \times 0.83 \approx 220 \text{ Wh/día} \quad (2.12)$$

En dicha ecuación, se incluye la potencia de los módulos instalados en el Observatorio (53Wp), así como el valor de horas pico-solar global diarias de la región en el mes más desfavorable en cuanto a irradiación. La estimación (NASA)

---

<sup>3</sup> Energía integrada diaria equivalente en horas a una irradiación de 1000W/m<sup>2</sup>

se fundamenta en el emplazamiento geográfico, la proporción de irradiación directa, y la inclinación de los módulos (55°), obteniéndose como resultado 2.5HPS (o equivalentemente 2.5 kWh/m<sup>2</sup>día). Nótese en la ecuación (2.12) que el valor calculado para la energía generada en esas condiciones es menor que la necesidad global, si bien no en una cuantía elevada. Aunque típicamente no se tenga en cuenta ninguna tolerancia extra debida al envejecimiento, procedería considerar un factor tipo solvencia a mitad de la vida útil (pérdida de 10%).

- Carga mensual.

Por otro lado, especificando otras fuentes de datos, y considerando como muestra (de resultado análogo) la carga física mensual consumida por la electrónica, así como la generada en el seno de los dispositivos a partir de las corrientes de trabajo, se obtiene lo siguiente:

$$Q_c / mes = I_c t / mes = \frac{P_c}{VR_B} t / mes \approx \frac{8W}{24V \times 0.8} \times 24h / día \times 30días / mes = 300Ah / mes \quad (2.13)$$

Donde  $I_c$  es la corriente consumida por la electrónica,  $t$  es el tiempo (un mes) en horas,  $P_c$  es la potencia de consumo (8W),  $R_B$  es el rendimiento del sistema de acumulación con cableado y  $V$  el voltaje asociado (24V). Es decir, los módulos fotovoltaicos han de proporcionar durante el mes menos favorable esta cantidad de carga. En la Figura 2.12, se muestran los valores de carga mensual generada por ellos en función del mes en cuestión que se esté considerando, cuyo cálculo se indica en (2.14).

$$Q_p = I_T < HPS > DR' \quad (2.14)$$

En dicha expresión  $Q_p$  representa la cantidad de carga mensual generada,  $I_T$  la corriente en el punto de trabajo a una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup>,  $D$  es el número de días del mes, y  $R'$  el factor global de pérdidas, donde en este caso no se ha de incluir la circunstancia de que los módulos fotovoltaicos no se encuentren en régimen de máxima potencia. En este caso, el número de horas pico-solar se ha obtenido a partir de las distintas fuentes de datos mencionadas en la sección 2.2.1.2, cuyos correspondientes resultados se pueden ver en la Figura 2.12. En ella, se puede notar, en concordancia con lo visto en el apartado anterior, que el dimensionado

resulta ser deficitario para la parte central del invierno (Junio), principalmente a la vista de las estimaciones de la NASA y los datos experimentales tomados en Los Leones.

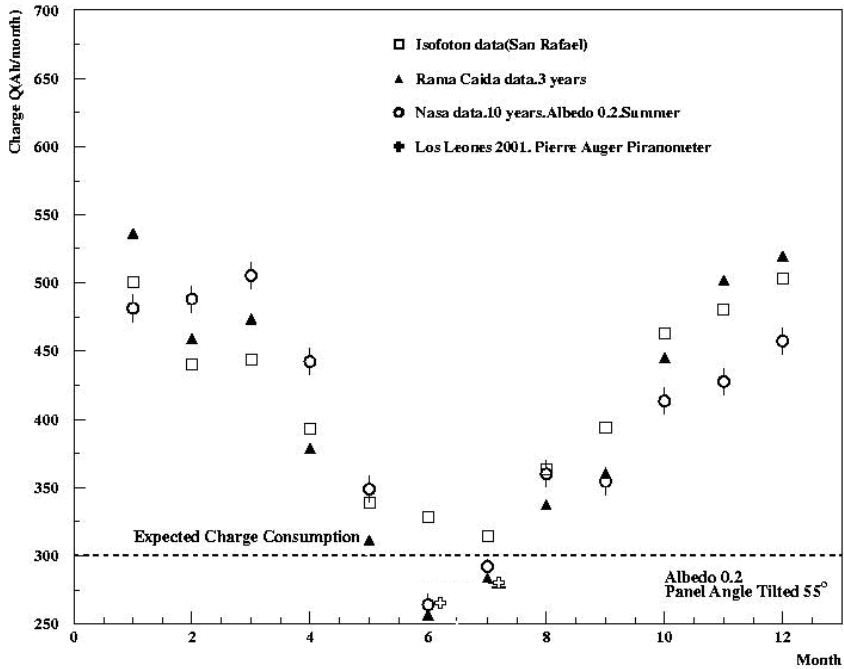


Figura 2.12: Carga mensual generada por los módulos fotovoltaicos ( $55^\circ$  de inclinación) en función del mes para los distintos tipos de estimación de horas pico solar (NASA con albedo 0.2 círculo; Rama Caída triángulo; San Rafael cuadrado y datos de Los Leones con una cruz hueca). Se señalan también los 300Ah mensuales de consumo

\* Observatorio Norte.

El detector de superficie en el Observatorio Norte difiere con respecto al del Observatorio Sur en el número de fotomultiplicadores, lo cual se traduce en un consumo previsto más reducido. Así, para cada uno de los futuros detectores elementales de este observatorio, el consumo mínimo se vería previsiblemente limitado a 3W en continua, aumentando hasta 5W al agregar un margen para posibles complementos en la detección. En el caso que nos ocupa, por mayor seguridad se considerarán 6W, que se corresponden con una necesidad energética de 144Wh/día [3, 28].

Asumiendo a priori un sistema de acumulación de características equivalentes a las del observatorio Sur (lo cual tendrá que ser sometido a evaluación en su momento, atendiendo en particular a los grandes balances térmicos de la zona), las pérdidas asociadas a acumuladores e instalación se corresponden con un requerimiento por parte de los módulos fotovoltaicos de unos 180Wh/día.

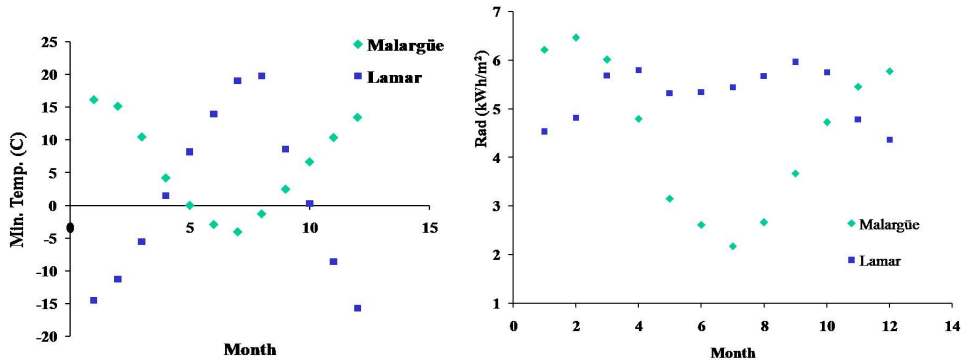


Figura 2.13: En la parte izquierda, se representan las temperaturas mínimas esperables en Malargüe (rombos) y Lamar (círculos) según la base de datos de la NASA. En la derecha las correspondiente irradiaciones promedio mensual expresadas en hora pico-solar.

Por otro lado, según los datos de la NASA, se verifica que en esa región, si bien las temperaturas invernales llegan a ser notablemente inferiores a las del Observatorio Sur (ver Figura 2.13), la radiación disponible en dichos meses es sensiblemente más elevada (ver sector derecho de la figura). Este último hecho, unido al menor consumo, permite la utilización de un sistema fotovoltaico de una potencia y envergadura considerablemente menores que en el caso anterior. Despejando de la ecuación (2.11), se obtiene que la potencia requerida es:

$$PN = \frac{\text{Necesidades}_\text{energéticas}}{\langle HPS \rangle_{\text{Min}} \times R} \quad (2.15)$$

Es decir, teniendo en cuenta que el número de horas pico-solar en el mes de menor irradiación de la región es de 4.36, y que el factor de pérdidas se puede tomar como primera estimación prudente equivalente al existente en el caso previo, el resultado que se obtiene para el producto potencia unitaria-número de paneles es **PN ≈ 50 Wp**

**b) Regulador.**

De modo general, los reguladores han de ser capaces de gestionar las corrientes producidas y consumidas en el seno de los sistemas fotovoltaicos en los cuales están instalados. En los casos que nos conciernen, de ningún modo se superan los 5 A (en el Capítulo 5, se verá que no se exceden los 3.43 A de corriente de cortocircuito a  $1000 \text{ W/m}^2$ , lo que por otro lado correspondería en todo caso a 5.15A a unos inalcanzables  $1500 \text{ W/m}^2$  de irradiación). Por otra parte, la corriente consumida es en todo momento inferior a 1A (ver, en lo que sigue, la Figura 2.14), por tanto el hecho de que los reguladores instalados en el Observatorio Sur (PWM Morning Star SunSaver 10) permitan gestionar corrientes de hasta 10A, implica que el dimensionado es más que suficiente para este elemento.

En el caso del futuro Observatorio Norte, como se ha visto, los módulos fotovoltaicos pueden ser de potencia similar a los empleados en el presente Observatorio Sur, de lo cual se deduce que estos mismos reguladores de carga, o unos análogos, serían del mismo modo holgadamente solventes para llevar a cabo el control de carga. Dependiendo de las características del módulo a utilizar, podría ser rentable igualmente el empleo de reguladores con seguimiento de punto de máxima potencia del panel (MPPT). Este tipo de reguladores, a diferencia de los existentes en el Observatorio Sur, sitúan el voltaje de trabajo del panel en su régimen de máxima potencia. De este modo, se aumenta la potencia disponible a costa de pequeñas pérdidas asociadas a la conversión de voltajes panel-batería, siempre con un sobreprecio del elemento. El compromiso entre ventajas e inconvenientes es algo a evaluar cuidadosamente durante el proceso de diseño.

**c) Baterías.**

El dimensionado de las baterías ha de llevarse a cabo nuevamente considerando los requerimientos de energía por parte de la electrónica de cada estación de detección, es decir, 8W en el caso del Observatorio Sur, y 6W en el caso del Observatorio Norte [26].

Como se ha visto en la sección 2.2.1.1, en la Colaboración y bajo los resultados de las estimaciones de la NASA se convienen 6 días de autonomía en el caso del Observatorio Sur. Por tanto la batería debe ser suficiente como para asegurar la alimentación de la electrónica de lectura durante ese periodo de tiempo, en prevención estándar de largos lapsos sin apenas disponibilidad lumínica. Del mismo modo, se convino que la máxima profundidad de descarga admisible sea del 40% para el tipo de batería sin mantenimiento empleado convencionalmente en

dicho experimento, encontrándose dicha elección en el límite estándar. Ante esta situación, el dimensionado de las baterías se puede llevar a cabo del modo que sigue.

Dado que la demanda diaria de energía se ha visto que es de 192Wh, en seis días dicha cantidad equivaldrá a un total de 1152Wh lo cual, escrito en términos de carga suministrada resulta ser:

$$Q \approx \frac{1152Wh}{24V} = 48Ah \quad (2.16)$$

La batería ha de ser capaz de suministrar una carga de 48Ah en las condiciones descritas. En este punto, hay que tener en cuenta de modo directo el citado rendimiento, R, de la batería y la instalación, en el cual se incluían diversos factores como las pérdidas por autodescarga, efecto Joule, etc. Dicha magnitud tomaba el valor R=0.8 cuando se trataba de los módulos, pero en este caso las pérdidas son menores (R≈0.85) a causa de la existencia únicamente de la corriente de consumo (menor que la generación del panel), así como un SoC de la batería más reducido. La carga coulombiana a suministrar por las baterías requeridas en esos seis días, Q<sub>N</sub>, se estima según la ecuación (2.17).

$$Q_N = \frac{Q}{RP_D} = \frac{48Ah}{0.85 \times 0.4} = 141Ah \quad (2.17)$$

P<sub>D</sub> simboliza la profundidad máxima de descarga permitida para el tipo de batería que se esté considerando. De modo estándar, para facilitar su correcta carga, la capacidad de la batería no ha de ser mayor a 40 veces la corriente de cortocircuito del panel (3.26A), por lo que en este caso el dimensionado más adecuado y equilibrado en cuanto a fiabilidad estaría limitado a 130Ah.

La capacidad existente en las instalaciones (105Ah) da cobertura a 4.2 días de autonomía, lo cual se corresponde con un requerimiento de mayor laxitud en cuanto a fiabilidad, si bien con la ventaja de un mayor cuidado potencial de las baterías por parte de los módulos fotovoltaicos instalados ya que permite una carga más completa, como se indicaba en el párrafo anterior.

En el caso del Observatorio Norte, ante unos requisitos análogos, la necesidad de capacidad de acumulación para baterías líquidas estacionarias es de 105Ah. Si se añade un menor grado de exigencia a los requisitos de autonomía (4 días), dada la menor presencia de nubosidad de la región, la capacidad necesaria se reduciría a 70Ah

## **2.2.2 Sistema de monitorización.**

Por otra parte y en el presente contexto, resultaría de notable relevancia que las condiciones teóricas de dimensionado puedan ser chequeadas experimentalmente de algún modo en el sistema. En particular en esta sección, se verá cómo una variable sensible para controlar en línea y dinámicamente el resultado efectivo del dimensionado del sistema fotovoltaico es lo que se conoce como Factor de Recarga o Charge Factor que relaciona de modo complejo la producción y el consumo. [26, 29].

Cabe destacar, que en el presente trabajo se hará un especial énfasis en temporadas ‘extremas’ en cuanto a operación de los sistemas: en una fase inicial de instalación, planificación y desarrollo, donde intrínsecamente las anomalías y otros problemas resultaban a menudo más incontrolados e incluso severos (2004), y el momento en que se alcanzó un estatus de mayor estabilidad en cuanto a comportamiento y gestión de operaciones (2011-2012), sin implicar esto último una menor cuantía proporcional de problemas/anomalías asociadas.

### **2.2.2.1 Corrientes y carga.**

En primer lugar, se mostrará la corriente consumida promedio mensual por cada una de las estaciones en un mes arbitrario bajo dichas consideraciones, lo cual por otra parte se ha visto en la sección anterior que es la primera base sobre la cual se construye el dimensionado (las necesidades). La Figura 2.14 recoge como ejemplo inicial dicha corriente a lo largo del mes un mes de invierno de 2012, donde se puede apreciar como ésta se mantiene en un rango definido como comportamiento estándar, indicado entre líneas discontinuas, así como con una considerable uniformidad entre estaciones.

Las dos regiones señaladas mediante un diferente color se corresponden con un cambio en la versión de la electrónica utilizada que se llevó a cabo en un momento dado en los detectores de suelo del experimento (el número de estación y momento de instalación no son siempre equivalentes, pero sí son frecuentemente equiparables). Nótese que los valores resultantes manifiestan una menor dispersión con la segunda versión empleada para la electrónica de los detectores, lo cual puede verse en los datos actuales de la figura inferior, donde todas las bases electrónicas son las mismas. De modo general, y como se anticipaba anteriormente, el valor obtenido para las intensidades de descarga se puede observar que se corresponde con una cantidad menor a los 500 mA previstos en el diseño del Observatorio [2], de hecho se señala desde un inicio el rango de entre 315 y 330mA como promedio

característico. Por otro lado, en la sección 2.2.1, ya se había indicado que la potencia de consumo teórica se situaba en el entorno de 10W, pero que en la realidad a efectos de operación resulta ser más baja. Si se calcula la potencia de consumo ( $P=IV$ ), se obtiene la Figura 2.15. Nótese que el rango típico promedio de valores se sitúa en el entorno de los 8W, lo cual indica la calidad de la optimización llevada a cabo en el diseño de la electrónica de adquisición del dispositivo y la aportación de esta circunstancia en el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

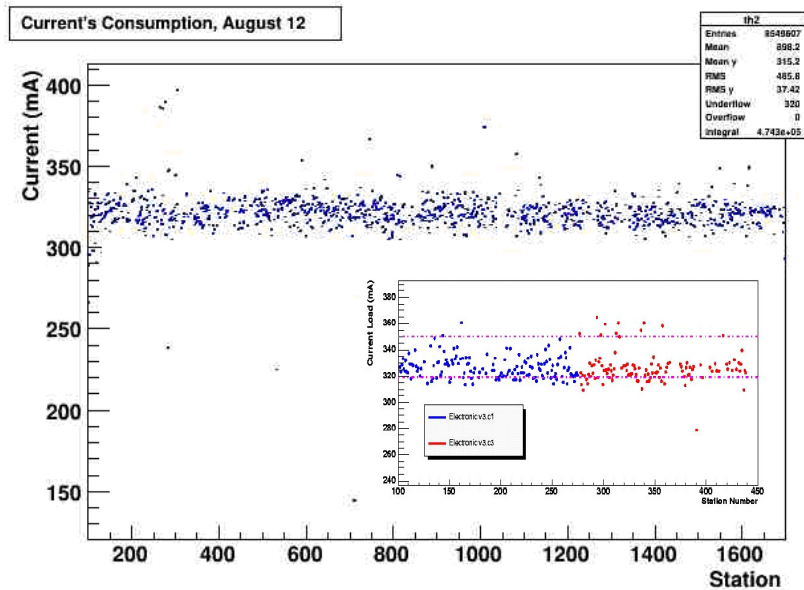


Figura 2.14: En el eje de abscisas el número de estación y en el de ordenadas la corriente promedio consumida en Agosto de 2012. En la figura interior se particulariza la coexistencia entre dos tipos de electrónica, donde la nueva y de mayor estabilidad se representa en rojo (se indica la región de valores típicos entre líneas discontinuas).<sup>4</sup>

Por otro lado, y con los datos y contexto disponibles, la magnitud principal a considerar con el fin de evaluar la corrección de un dimensionado y el trabajo del regulador es la relación entre la cantidad mensual de carga física consumida y generada en el seno del sistema. Cada uno de los valores son obtenidos mediante la integral de la corriente en el intervalo de tiempo que se esté considerando, y resulta necesario que dicho periodo sea suficiente como para obviar en la medida de lo

<sup>4</sup> El análisis y tratamiento de datos en el presente trabajo se ha llevado a cabo mediante el software ROOT, el cual está basado en C++. <http://root.cern.ch/>

posible fluctuaciones temporales intrínsecas o eventuales que puedan existir. En particular, considerando igualmente efectos de cómputo, ha de ser un compromiso entre un tiempo de integración no excesivo y la consistencia con las mediciones. Típicamente se selecciona un periodo mínimo de un mes.

$$Q_{Mes} = \int_{Mes} I(t)dt \quad (2.18)$$

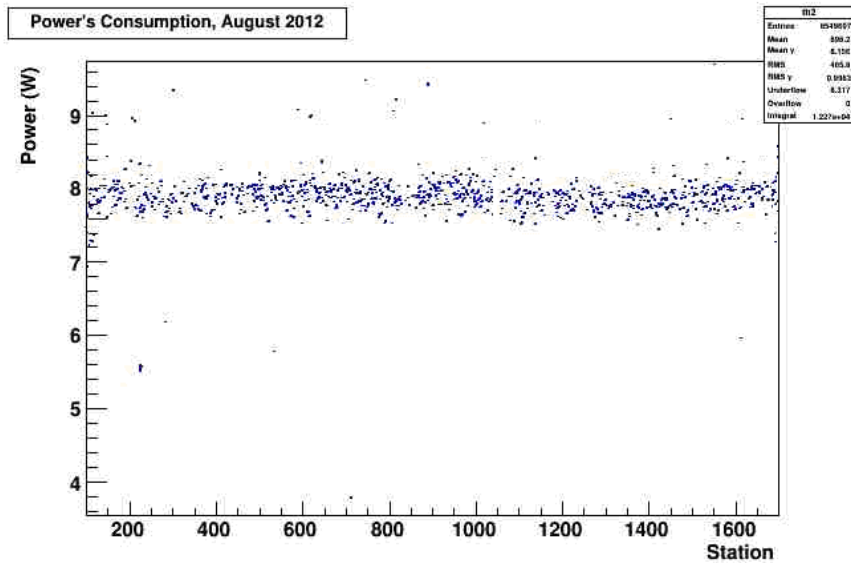


Figura 2.15. Potencia promedio consumida en Agosto de 2012 en función del número de estación.

En la ecuación (2.18) se representa dicha magnitud y en la Figura 2.16, se muestra la cantidad de carga consumida y generada (incluido el estado de regulación) en cada estación durante distintos meses del año (diferentes condiciones climatológicas). Se pueden observar varios hechos destacables:

=> La carga mensual consumida se mantiene en la práctica totalidad de los casos por debajo de 250Ah, lo que se sitúa aproximada y empíricamente al nivel estimado de consumo y las correspondientes necesidades indicadas en la Figura 2.12. Por ende las conclusiones y razones esgrimidas en ese apartado mantienen vigencia a un nivel de sentido.

=> La carga mensual que se inyecta en las baterías a través del regulador se muestra igualmente acotada por 260Ah. En promedio general, permanece en un rango de valores acorde al estimado de modo teórico en los meses menos soleados.

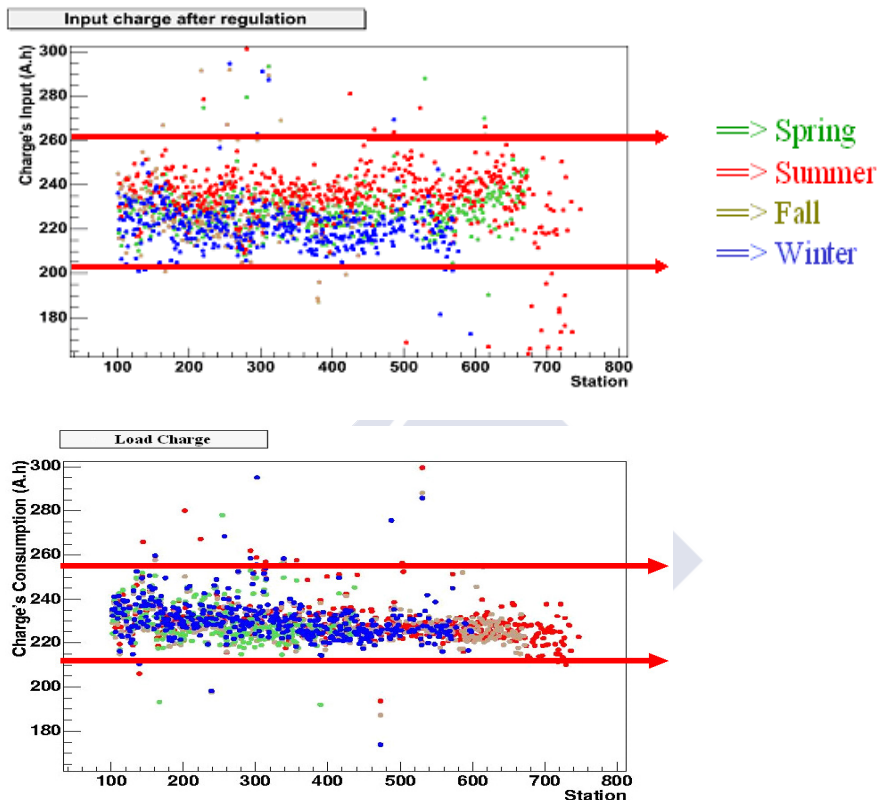


Figura 2.16: En la parte superior se muestran los valores de la corriente generada, después de su regulación, en las cuatro épocas del año (primavera en verde, verano en rojo, otoño en dorado e invierno en azul en 2004) y en función del número de estación. Asimismo se señalan entre barras los rangos típicos de valores.

Por otro lado, puede destacarse que el nivel de uniformidad existente entre diferentes temporadas meteorológicas no es completo, sino que se presentan valores promedio mayores en verano (+5%). Considerando el efecto de control del regulador, esta circunstancia debería manifestarse tan sólo en una cuantía limitada en caso de un dimensionado suficiente para épocas de menor irradiación, lo que sugiere la manifestación desde un principio de la condición levemente deficitaria comentada.

Finalmente notar que los valores de la carga consumida se mantienen en un rango notablemente estable a lo largo del año, siendo en este caso menor en las

estaciones cuya versión de la electrónica es posterior, como se había mostrado previamente.

Por otra parte, en la Figura 2.17, se muestran las distribuciones generadas a partir de los datos de cargas mensuales mostrados en la figura precedente, donde se pueden observar con mayor claridad los hechos indicados. Se pone de manifiesto el citado desplazamiento global sufrido por parte de la entrada de carga en función del mes considerado, siendo más elevado en verano que en invierno (5%), así como la práctica constancia de la corriente consumida a lo largo del año.

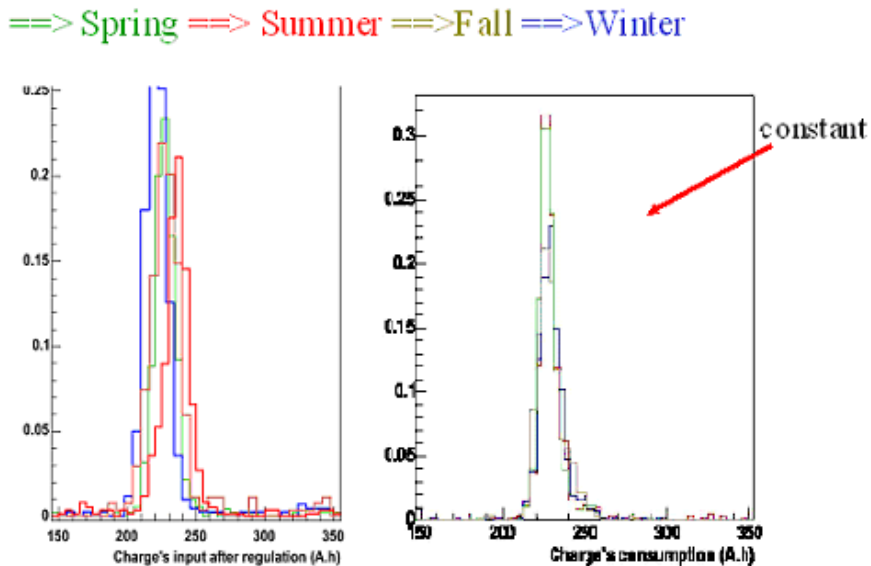


Figura 2.17. En la parte izquierda, se representan de modo superpuesto los histogramas normalizados de la carga entrante en las baterías en las distintas estaciones del año (rojo verano, dorado otoño, azul invierno y verde primavera). A la derecha lo mismo para la carga consumida.

Circunscribiéndose a los casos extremos, verano e invierno, en la Figura 2.18 se muestran comparativamente los valores de cargas generadas y consumidas en los meses de Agosto y Diciembre (respectivamente invierno y verano en el Hemisferio Sur). En ella se observa que la carga consumida en invierno por parte de la electrónica resulta ser mayor que la procedente del regulador desde los módulos fotovoltaicos, mientras que en verano sucede al contrario. Esta circunstancia, por definición, se verá en el siguiente apartado que se traducirá netamente en un Factor de Recarga menor que la unidad en invierno y mayor que ella en verano.

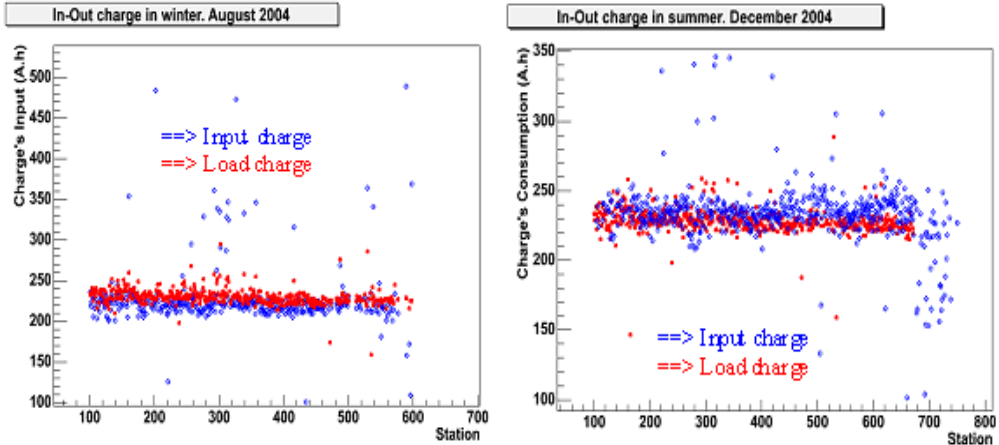


Figura 2.18. En la parte izquierda, se muestran de forma solapada para cada estación los valores de la carga mensual acumulada (eje Y) entrante (azul) y saliente en el mes de Agosto de 2004 (invierno). En la derecha se muestra lo mismo para el mes de Diciembre del mismo año (verano).

Por último, se representan en la Figura 2.19 las distribuciones de carga mensual entrante y saliente para las cuatro estaciones del año por separado. Se profundizará más adelante y complementará este estudio, pero si bien podrían ser varios los factores que se traduzcan en estas variaciones de balance consumo/carga (como una regulación excesivamente restrictiva), lo más plausible es lo ligeramente deficitario que de partida resulta ser el dimensionado del sistema.

### 2.2.2.2 Factor de Recarga.

Como se ha visto, una imagen de dimensionado adecuada se puede derivar al encontrar una relación correcta entre la entrada y la salida de corriente en el sistema fotovoltaico. Se define el Factor de Recarga (FR, ó factor de Carga ó Charge Factor en Inglés) como la razón existente entre la corriente suministrada por el módulo fotovoltaico (regulada, típicamente), integrada en un cierto intervalo de tiempo, y la corriente de descarga de la batería, integrada en el mismo intervalo temporal:

$$FR \equiv \frac{\int_{Mes} I_G(t) dt}{\int_{Mes} I_C(t) dt} \quad (2.19)$$

Donde  $I_G$  e  $I_C$  respectivamente las corrientes generada y consumida.

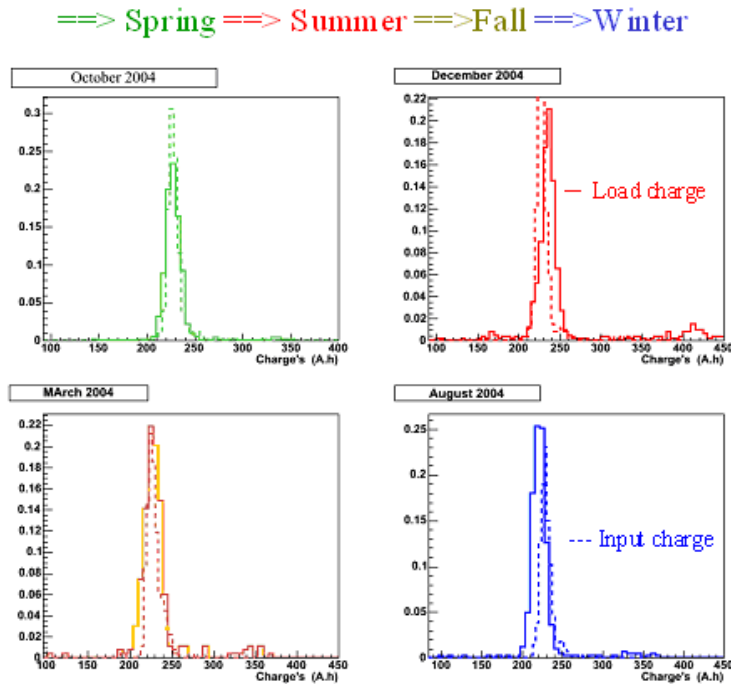


Figura 2.19. Distribuciones de carga entrante y saliente (línea continua) solapados para las distintas estaciones: primavera (Octubre), invierno (Agosto), otoño (Marzo) y verano (Diciembre) de arriba abajo y de izquierda a derecha.

En la experiencia en el ámbito de la ingeniería solar fotovoltaica [26], se estima que esta magnitud, bajo un correcto dimensionado, no debería estar por debajo de 1.08 ni por encima de 1.2, dado que, como se había comentado en la sección introductoria, este tipo de acumuladores requieren ser sometidos de modo promedio a una leve sobrecarga para promover su homogeneización electrolítica, además de existir las pérdidas coulombianas ineludibles asociadas. En general, y con las restricciones que la 'histéresis' y el estado de funcionamiento de los acumuladores inducen en esta magnitud, un valor relativamente alto de esta cantidad indicaría que la batería está siendo globalmente sobrecargada, con el consiguiente exceso de gasificación que, a su vez, provoca un mayor déficit de agua en el electrolito y la corrosión de los bornes. Por el contrario, un valor relativamente bajo de esta magnitud indicaría una situación global deficitaria en el proceso de carga de las baterías, el cual, dependiendo de la severidad del caso, podría indicar la existencia de descargas excesivamente profundas, entre otros inconvenientes. En ese

sentido, esta última circunstancia podría traducirse en un déficit de gasificación que podría inducir del modo citado una estratificación del electrolito adicionado al exceso de sulfatación en los bornes. Cualquiera de las dos situaciones deriva en una disminución de la vida media potencial del acumulador.

Con el fin de que no se pongan de manifiesto los casos anteriores, se debe tratar de evitar que la relación entre oferta y demanda de corriente se descompense por un dimensionado poco cuidado, es decir, por exceso o defecto del aporte de los módulos fotovoltaicos respecto al consumo y los requisitos de acumulación. En este último sentido, una correcta regulación de carga resulta igualmente fundamental, de modo que el factor de recarga puede contener información asimismo acerca del funcionamiento de este dispositivo.

En lo que sigue, se mostrarán algunos de los resultados reales obtenidos en cuanto al Factor de Recarga (FR) para el sistema fotovoltaico del Observatorio Sur, relacionados por definición con la información mostrada en el apartado precedente. Asimismo, se expondrá la relación existente entre los valores extremos de FR y el estado observable empírico de las baterías (previa introducción del concepto de “función de voltaje”).

### **Resultados:**

En la Figura 2.20, se representan los valores de FR a lo largo del año 2012 para todas las estaciones de superficie, donde se pueden observar varias circunstancias:

Las cantidades promedio resultantes manifiestan una notable uniformidad, si bien los valores que adquieren resultan ser globalmente menores que la unidad, y por tanto deficitarias.

Por otra parte, en el entorno del número de estación 1050 (y más acusado en el sector grueso por encima de la 1500) existe un incremento neto de valores que podría corresponderse con baterías/módulos fotovoltaicos instalados más recientemente y que se encontrasen en mejores condiciones de funcionamiento, lo cual por otro lado podría ser indicativo básico de sensibilidad por parte del FR.

Se ahondará más adelante en los casos singulares en cuanto a esta magnitud.

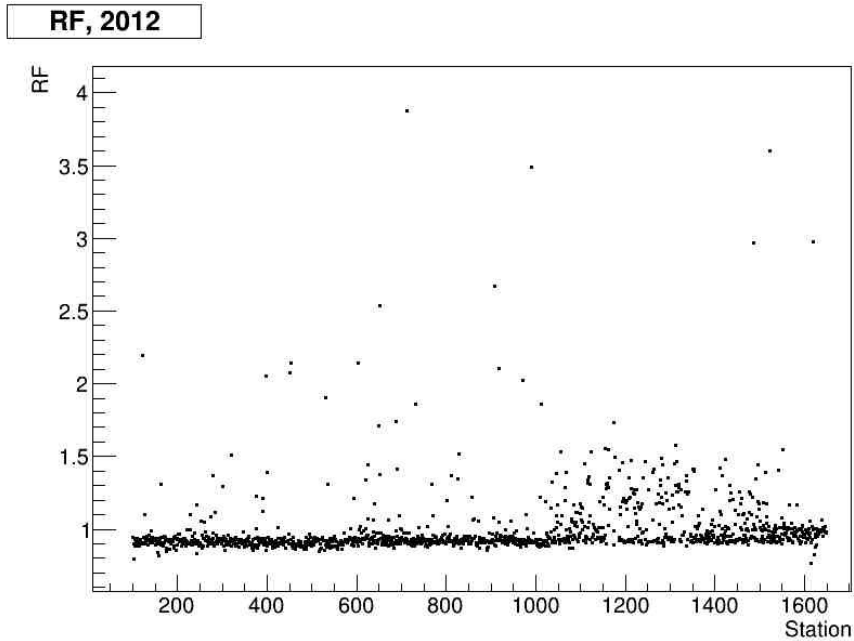


Figura 2.20. Factor de recarga para todas las estaciones a lo largo del año 2012.

Por otro lado, si se realiza la distribución formal de esos valores comparativamente con la de años precedentes, seleccionando las 450 primeras estaciones instaladas, se observa una tendencia decreciente global del FR (ver Figura 2.21). Esta primera y relevante observación a gran escala temporal es indicio del deterioro manifestado en los sistemas de producción energética a lo largo del tiempo, catalizado por las condiciones deficitarias de los mismos desde el punto de vista del dimensionado, así como por la espiral de efectos que esto puede suponer en los diferentes dispositivos del sistema (preferentemente los de acumulación). A lo largo del intervalo temporal considerado, las baterías de dichas estaciones han tenido que ser sustituidas un promedio de dos veces, si bien han sido numerosos los casos de mayor cantidad de sustituciones.

La tendencia decreciente que se observa en esta instancia, es de un 1,7% anual, compatible con el envejecimiento esperado para módulos monocristalinos.

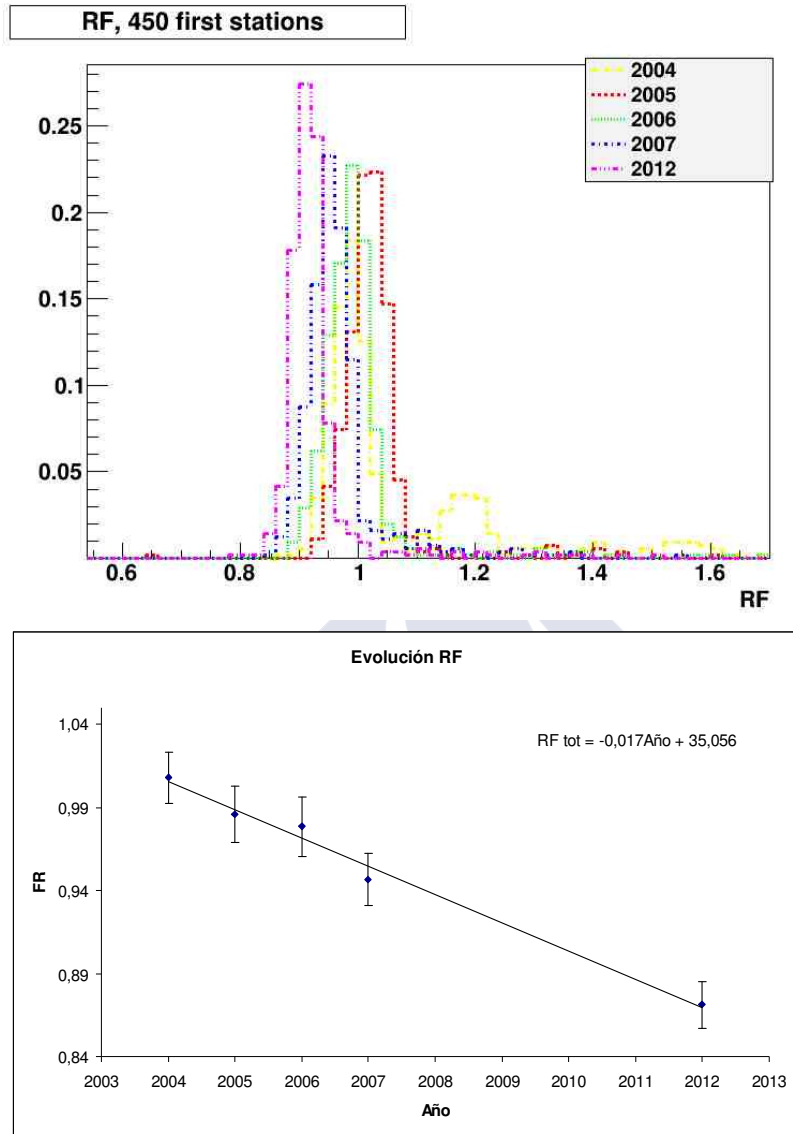


Figura 2.21. Distribuciones de factores de recarga anuales de todas las estaciones en funcionamiento en cada caso para distintos años. En la parte inferior se representa el promedio de dichas distribuciones en función del año de cálculo.

- Componente estacional de FR.

En la Figura 2.22, se muestran como ejemplo los valores obtenidos para el FR en función del mes para uno de los años indicados en las figuras de la sección

precedente. En ella se puede observar una variación global de dichas cantidades en función del momento del año similar a la que se ponía de manifiesto cuando lo que se consideraba era la carga generada (ver sección anterior). De la misma forma, se puede observar cómo en este caso los valores de FR tan sólo resultan netamente mayores que la unidad en verano, así como que en invierno resultan ser en su mayor parte menores que dicho valor. De nuevo, se manifiesta una considerable uniformidad y estabilidad entre estaciones en cada sector seleccionado, si bien existen diversos casos con valores de FR en torno a 1.4 y 0.8, es decir, valores que resultan ser excesivos y muy bajos respectivamente.

Como puede observarse, la situación ya se mostraba deficitaria en el 2004, y el hecho de existir una dependencia estacional relativamente perceptible parece abundar en la misma conclusión, ya que sería de esperar que estuviese más atenuada por la regulación.

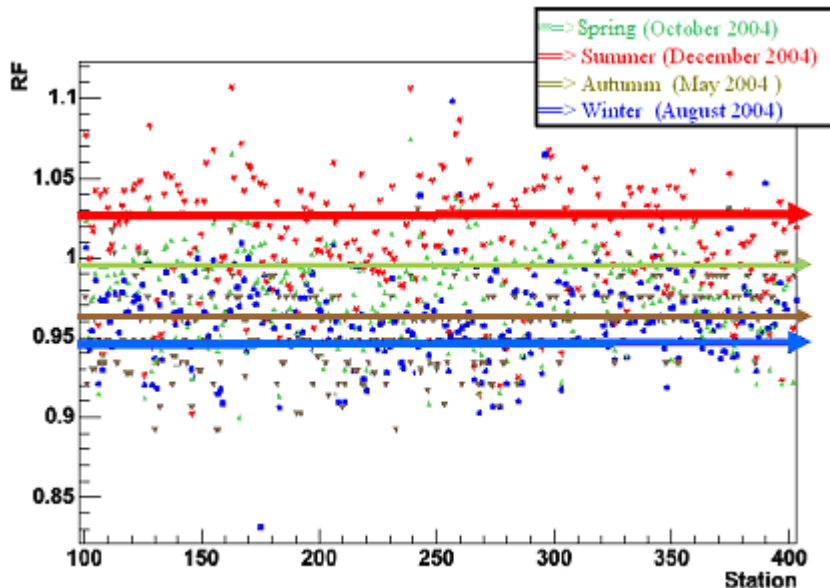


Figura 2.22. En la gráfica superior, se representan de forma superpuesta los valores de FR para distintos meses (meteorologías): en rojo el verano (diciembre 04), en verde la primavera (Octubre), en áureo el otoño (Mayo) y en azul el invierno (Agosto). Al mismo tiempo, en la figura inferior, se realiza una ampliación de la zona de interés y se señalan los valores medios estimados para el Factor de Recarga en esos meses con rectas de los respectivos colores. Se han destacado en grosor las líneas roja y azul.

### Relación de FR con el comportamiento de las baterías:

Como se ha descrito, el FR está relacionado con la adecuación a demanda de los sistemas fotovoltaicos, así como con las alteraciones o anomalías (de mayor o menor generalidad) que puedan existir en el seno de los mismos. En este contexto, y con el fin inicial de contrastar empíricamente en este punto esta circunstancia, se definirá a continuación un modo simplificado de parametrización de las características de los acumuladores.

#### *Función de voltaje de una batería:*

Cada batería presenta diferentes valores de voltaje ( $V_B$ ), dependiendo de su régimen de funcionamiento y estado del mismo (SoC, deterioro, temperatura, etc.) y por ende, tal y como se ha visto al principio del presente capítulo, existirá una oscilación diaria de dichos valores en función de la disponibilidad energética. De este modo, el voltaje puede ser caracterizado mediante una función llamada ‘función de voltaje’, que está constituida por los distintos valores que toma esta magnitud en función del tiempo.

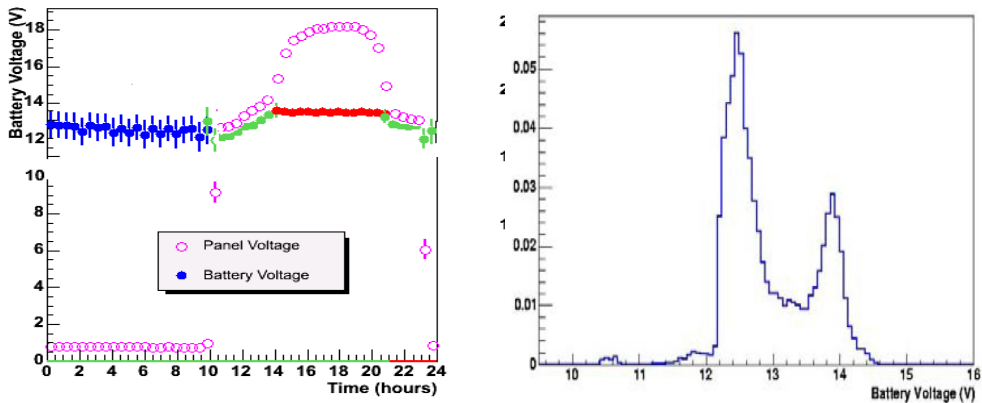


Figura 2.23. En la parte izquierda, se adjuntan los valores del voltaje de una batería arbitraria del experimento (eje de ordenadas) a lo largo de un día, es decir, su función de voltaje. Como indicación se han representado por colores los distintos regímenes de operación. En círculos se representan los valores del voltaje uno de los módulos fotovoltaicos.

A la derecha se muestra la distribución de probabilidad de valores de la función de voltaje de un conjunto arbitrario de baterías a lo largo de un mes.

La función de voltaje y la distribución de probabilidad de sus valores a lo largo de un cierto periodo de tiempo serán de gran utilidad y presencia a lo largo del presente trabajo, de modo que una notable proporción del estudio se fundamenta en la caracterización de los acumuladores mediante esta distribución. Esto involucra tanto lo concerniente al estudio de envejecimiento de estos elementos como a la detección y caracterización de anomalías del sistema. En el análisis, existirán por tanto dos tipos de figura fundamentales que se muestran esquemáticamente en la Figura 2.23.

En dicha figura, se puede observar el comportamiento temporal estándar del voltaje regulado de una batería del sistema fotovoltaico del Observatorio a lo largo de un día, así como una distribución de voltajes normalizada constituida mediante estadística mensual de un conjunto de ellas. En la parte izquierda de dicha figura se han añadido los valores de voltaje de panel como indicativo de comportamiento y localización de los momentos de orto y ocaso.

En general, se pueden distinguir cinco regiones principales en las distribuciones de voltaje, que se corresponderán con diferentes regímenes de operación de los acumuladores. Si bien en lo que sigue se indicarán rangos de tensión orientativos referentes a las baterías del experimento, la definición no es generalmente numérica, sino operacional, dado que existen dependencias con la temperatura, el tipo de electrolito, la tecnología y otros parámetros de funcionamiento:

\* *Región de descarga profunda*: se corresponde de modo aproximado con valores de tensión inferiores a 11.8 V (si bien este valor depende de la batería y su relación V/SoC [1, 26]), lo cual puede dar idea del grado de deterioro potencial y general de la batería, así como previsibilidad de estratificación. Como norma general, se puede decir que una batería nunca debería alcanzar este régimen de funcionamiento.

\* *Región de descarga*: está localizada de modo orientativo en voltajes comprendidos entre 13V y 11.8V. Se corresponde con la etapa en la cual la batería se está descargando, en ausencia de irradiación solar. Como se verá más adelante, esta región resulta ser la más adecuada para llevar a cabo los estudios de comportamiento de las baterías, dado que su funcionamiento no está supeditado a ningún otro elemento de la instalación fotovoltaica.

\* *Región de carga-descarga*: se sitúa normalmente por debajo de 13.5 V, entre las dos regiones principales de la Figura 2.23. Se corresponde con los instantes

en que la batería se encuentra en proceso de carga o descarga, en función del tramo del día y las circunstancias.

\* *Región de regulación*: está constituida por los voltajes que adquiere la batería cuando se encuentra operando en régimen de regulación, es decir, si su tensión es igual al umbral al cual corresponda desconectar o mantener en flotación la batería por hallarse ésta cargada. Típicamente se hallará por encima de 13.5V.

\* *Región de sobrecarga*: situada por encima de 15 V (ver Figura 2.6), indica el grado excedido en sobrecarga/gasificación, y por ende corrosión, que pueda sufrir la batería. Este régimen de funcionamiento igualmente no debería ser alcanzado en general por la batería.

#### *Relación entre distribuciones de voltaje total de las baterías y FR.*

En lo que sigue, se va a estudiar la capacidad (o correlación) entre el Factor de Recarga y el comportamiento de las baterías, en particular el anómalo. El objetivo es caracterizar la capacidad de esta magnitud como estimador del estado de operación de dichos elementos.

Las condiciones del sistema no son óptimas de cara al análisis y la significación del FR, dado que las baterías están conectadas y reguladas en serie, si bien es una situación común en estos sistemas. El tipo de regulación que está establecido opera en base al voltaje suma de ambas baterías, lo cual se traduce en que el estudio de correlación FR-distribución de voltaje (relativo a dimensionado, regulación, irradiación...) recae de un modo más directo sobre dichos valores, si bien las consecuencias vienen definidas por el estado de operación particular de cada batería y sus tensiones.

En ese sentido, en la Figura 2.24, se muestran las distribuciones de voltaje total ( $V_1$ ) en conjunto de todas las baterías, incluidas previamente dentro de unos ciertos rangos prefijados de FR para el análisis (el entorno de  $FR=1$  y fuera de él). En concreto, se consideran de modo simplificado dos categorías opuestas en cuanto valores de FR y tipo de funcionamiento esperable: factores de recarga relativamente elevados ( $FR>1.2$ ), reducidos ( $FR<0.8$ ) y los casos intermedios, todo ello teniendo en cuenta los cuatro meses/estaciones climatológicas habituales.

En la figura, se evidencia una relación entre los valores tomados por el factor de recarga y la constitución de las distribuciones de voltaje. En cualquiera de los meses considerados, las distribuciones de voltaje correspondientes a un FR menor que 0.8 son aquellas que poseen los valores de voltaje globalmente más

reducidos, incluidos picos de ‘descarga profunda’ con valores menores de 23 V, mientras que las distribuciones asociadas a factores de recarga mayores que 1.2 claramente son las que muestran valores de tensión más elevados, llegando a alcanzarse unos excesivos 30V.

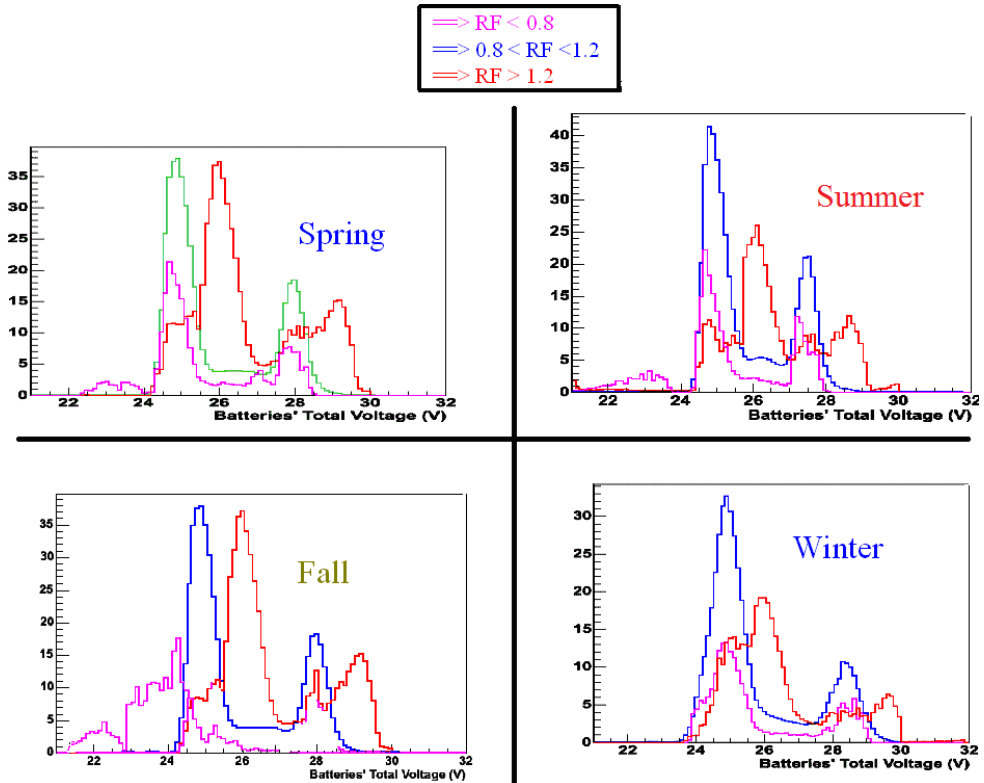


Figura 2.24: Distribuciones de voltaje total de todos los valores en conjunto de las baterías pertenecientes a distintos rangos de FR: mayor que 1.2 (rojo), menor que 0.8 (fucsia) y el rango intermedio (azul) y en distintas fechas (primavera, verano, otoño e invierno; de arriba abajo y de izquierda a derecha)

Específicamente, en régimen de descarga, las baterías trabajan un mínimo de un 6% de tiempo en descarga profunda (alcanzando un 40% en otoño) si su factor de recarga es menor que 0.8, y siempre por encima de 24V si es mayor que 1.2. El primer caso se traduce en que existe un déficit que puede traducirse en sulfatación excesiva. El segundo caso está ligado a sobrecargas que, como se ha visto, sin ser tan dañinas como la descarga profunda, se traducen en deterioro (corrosión). Cabe

destacar que en invierno no se observa descarga profunda en estaciones con  $FR < 0.8$  porque fue necesario realizar sustituciones en dichos elementos por fallo definitivo.

Se observa por tanto una relación empírica entre el Factor de Recarga y el modo de operación del sistema, así como su dimensionado, si bien se verán más adelante las limitaciones que presenta como variable sensible para una catalogación completa del sistema a nivel de anomalías, envejecimiento o el propio dimensionado.

Por otra parte, en la Figura 2.25, se muestra este efecto desde otra perspectiva, en la que se indican en figuras separadas los diferentes regimenes de RF y, dentro de cada caso, el comportamiento en las diferentes estaciones del año.

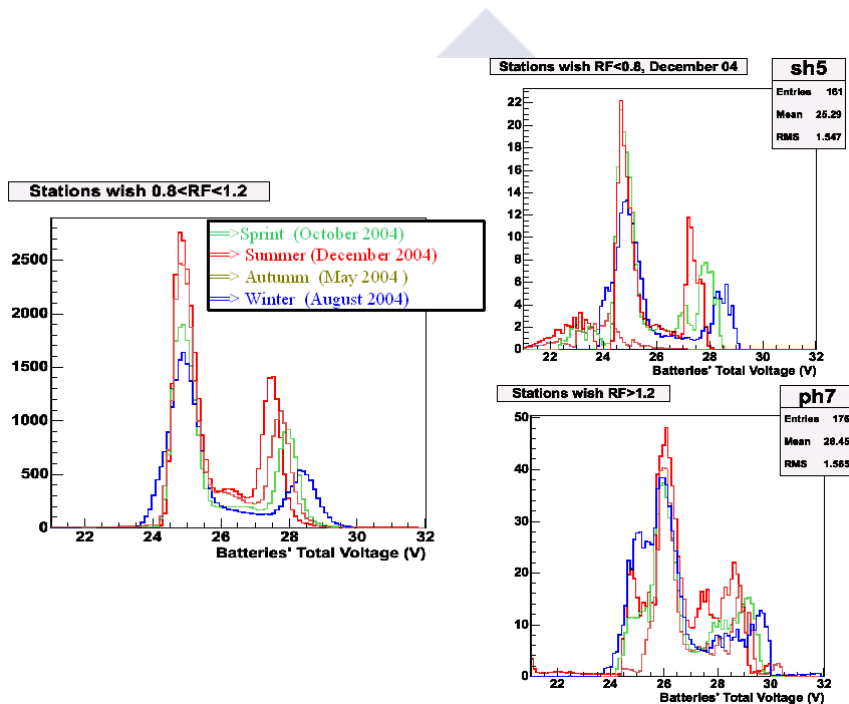


Figura 2.25. En la parte derecha se muestran las distribuciones de voltaje de las baterías en los distintos meses superpuestas y valores intermedios de FR. A la derecha se representa para  $FR < 0.8$  (arriba) y  $FR > 1.2$  (abajo)

Del mismo modo, se evidencia la relación entre el FR y los valores de voltaje, así como una relación entre irradiación/temperatura. En este punto tan sólo comentar que la traslación que se observa en las regiones de regulación se debe a la corrección por temperatura efectuada por parte del regulador, y que será estudiado

con detalle en los próximos capítulos. De igual modo, la probabilidad de operación en régimen de regulación se ve acrecentada con las horas de luz, de modo que es mínima en meses de invierno.

Para finalizar, de modo ilustrativo, en la Figura 2.26, se muestra de nuevo la variación sufrida por parte de las distribuciones de voltaje en función del FR existente, si bien en este caso considerando por separado una única de las baterías de la asociación en serie de las estaciones (aquella cuyo voltaje, se mide como la diferencia  $V_1-V_0$ , denominada batería 2). En este caso, las observaciones expuestas con anterioridad se manifiestan con una claridad sensiblemente mayor que al considerar el voltaje total, dado que las baterías se encuentran conectadas en serie y pueden existir ciertos efectos o descompensaciones susceptibles de ser enmascarados al considerar dicho voltaje suma. Se verá con más detalle estos efectos en el Capítulo 5.

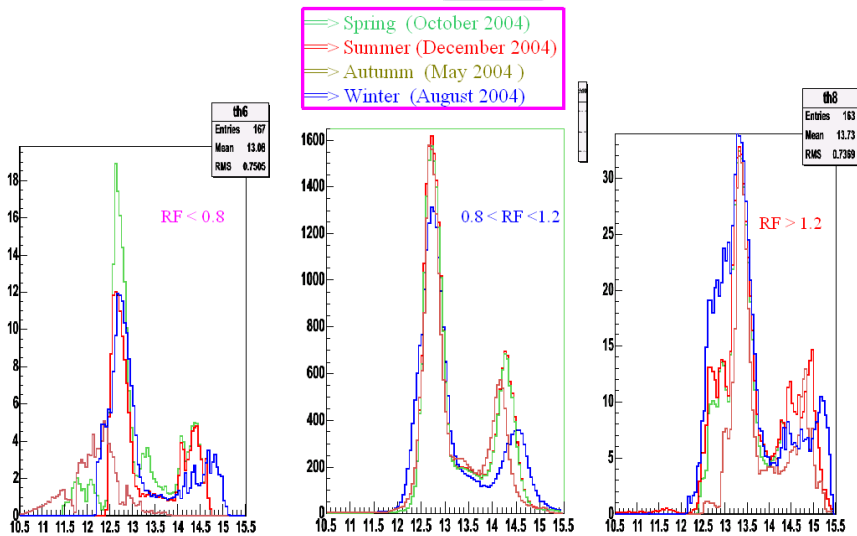


Figura 2.26: Distribuciones de voltaje de las baterías 2 de las estaciones cuyos valores de FR se sitúan entre 0.8 y 1.2 (centro), con más de 1.2 (derecha) y menos de 0.8 (izquierda) de forma superpuesta en distintas épocas del año.

### Análisis de casos particulares.

A continuación, se van a analizar diversos casos detectados fuera de las tolerancias de FR estándar, con el fin de establecer el alcance en sensibilidad del Factor de Recarga y la posible casuística esperable dentro del mismo. Para ello, se han seleccionado varios valores de FR de diferentes estaciones y se analizarán las

magnitudes fundamentales asociadas a cada caso: voltajes, corrientes de panel y corriente de consumo.

*Caso 1: Ejemplo con  $FR = 0.953$*

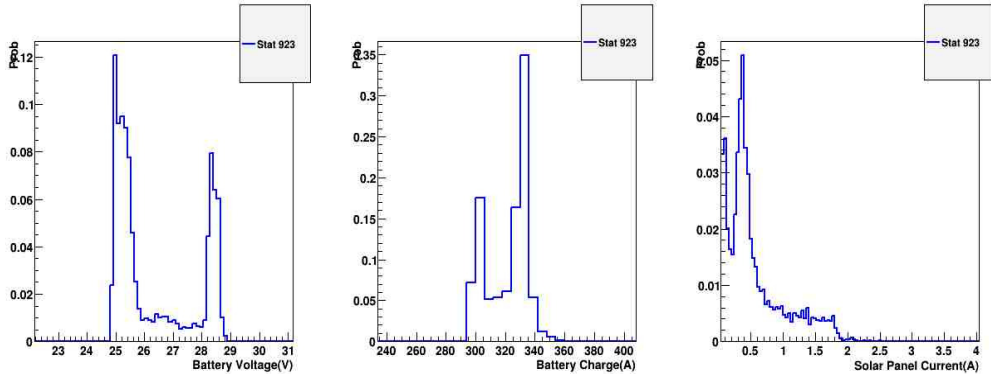


Figura 2.27. De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 923, distribución de consumos y de producciones de panel.

*Caso 2: Ejemplo con  $FR = 0.84$*

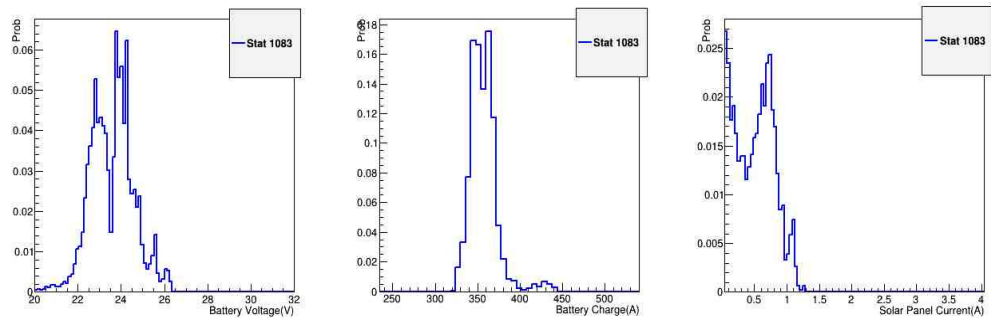


Figura 2.28. De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 1083, distribución de consumos y de producciones de panel.

En primer lugar, en la Figura 2.27, se muestra como referencia una estación con comportamiento estándar y Factor de Recarga dentro de las tolerancias establecidas. En las corrientes de panel se han excluido los ceros absolutos correspondientes a los periodos nocturnos para ganar resolución estructural. Por otra parte, en la distribución de consumos se observan dos zonas, probablemente correspondientes a momentos de mayor o menor gasto en función de elementos

intrínsecos del sistema como puede ser adquisición de datos (bajo consumo) y la misma adquisición más emisión simultánea de datos por radio (consumo alto).

En el caso mostrado en la Figura 2.28, el valor de FR se encuentra en el entorno deficitario y efectivamente las baterías muestran una distribución de voltajes con un amplio espectro en descarga profunda. Los valores de corriente de carga desde los módulos son igualmente anómalos y limitados a un máximo de 1.3A, lo que sugiere la necesidad de un análisis más detallado ante un posible problema en los mismos o en el regulador. Los valores de consumo presentan igualmente una estructura anómala y cantidades excesivamente altas que pueden deberse a algún fallo en la propia electrónica de la estación o la adquisición de datos.

### Caso 3: Ejemplo con $FR=1.2$

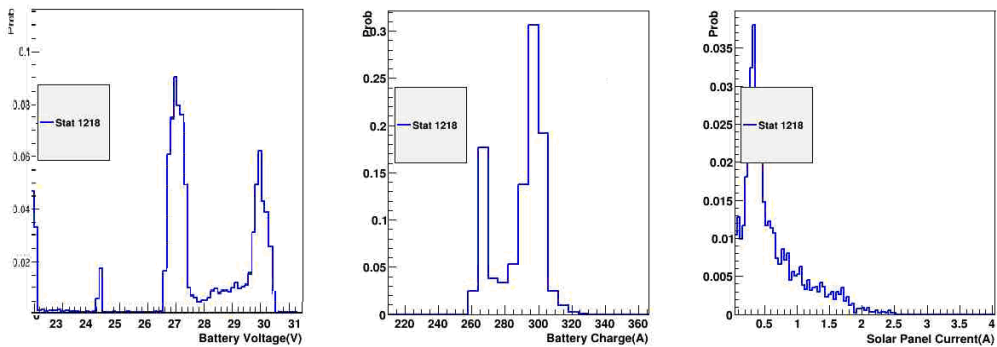


Figura 2.29. De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 1218, distribución de consumos y de producciones de panel.

En el caso de la estación 1218, el FR toma valores relativamente elevados, y se observan valores de voltaje en regulación en régimen de sobrecarga. De dicha distribución y el régimen de regulación, cabe destacar de igual modo un porcentaje de tiempo en flotación mayor de lo normal. Por otra parte, la distribución de consumos es claramente diferente a la estándar (ver Figura 2.27), de modo que los valores están desplazados inferiormente en unos 35mA (10%), mientras que la de producción se mantiene en un rango de normalidad.

Como comentario clarificador, y a la vista de la ecuación (2.19), el Factor de Recarga se ve determinado por definición por el balance entre la corriente de panel y la corriente de consumo. De esta forma, si el consumo es reducido y esta circunstancia no se ve compensada de modo adecuado por la regulación en la entrada de energía en el sistema (numerador de la ecuación), el Factor de Recarga se verá incrementado. Este sería el caso presente, en el que el consumo es

anómalamente reducido por causas a determinar, y la inyección de corriente no está suficientemente atenuada, de modo que las baterías se encuentran un tiempo excesivo en régimen de sobrecarga. Esto deriva en un daño en las mismas, en este caso irreversible, evidenciado por la presencia de ciertos valores de voltaje en descarga profunda.

Caso 4: Ejemplo con  $RF = 4$

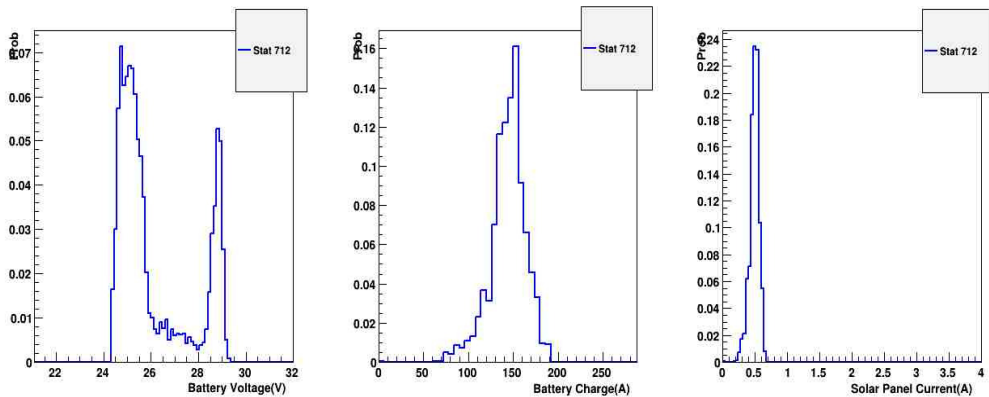


Figura 2.30. De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 712, distribución de consumos y de producciones de panel.

Este ejemplo presenta un valor de FR muy elevado. Ante dicha situación, cabría esperar que las baterías de la estación estuviesen sometidas a severos procesos de sobrecarga, y sin embargo la distribución de voltaje presenta un aspecto completamente normal en ese sentido, lo que podría interpretarse como un falso positivo. Mediante inspección de las distribuciones de generación y producción, se observa que aparentemente no existen datos registrados de corriente de panel fuera de regulación (en torno a 0.5A), mientras que por otro lado, la distribución de consumo es anómala y reducida. Esto constituye un ejemplo de los límites de validez del FR como estimador de estado de operación de las baterías, y al mismo tiempo evidencia la capacidad del FR no sólo en la detección de anomalías en baterías, sino también en problemas asociados a la electrónica de adquisición de datos.

Finalmente, se muestra un caso con un factor de recarga notablemente elevado que de nuevo podría esperarse que estuviese ligado a sobrecarga. Lo que se observa es una distribución de voltaje y consumos estándar, sin embargo los valores de producción son de una estructura y esencia anómala. La razón de esto último es

algún defecto en la toma de datos, dado que al efectuar la comprobación de datos de tensión simultánea de los módulos se encuentran en régimen de regulación (próximos a 40V), donde el panel realmente se encuentra próximo a circuito abierto y corrientes bajas (del orden de 500mA). Se trata de otro indicio de falso positivo que pone en evidencia las limitaciones de sensibilidad del factor de recarga, preferentemente de cara a identificación o catalogación de anomalías.

*Caso 5: Ejemplo con  $RF = 2.9$*

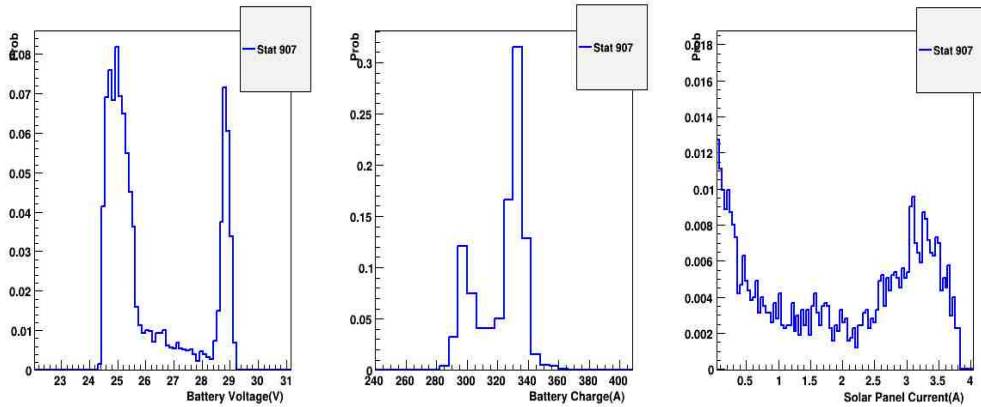


Figura 2.31. De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 907, distribución de consumos y de producciones de panel.

En general, existen numerosas combinaciones posibles de relaciones entre numerador y denominador en la ecuación (2.19) que generan un mismo valor de Factor de Recarga, de modo que cuando se presentan eventualidades en ambos niveles (reales o secundarios) En ese sentido, en la Figura 2.32 se representan las distribuciones en dos dimensiones en simultaneidad de consumos de la electrónica y producciones eléctricas de panel para todas las estaciones. Como puede verse, una gran mayoría se encuentran en la zona de funcionamiento adecuado en términos de FR. En la figura inferior, se ha realizado un corte importante en la región de mayor estadística (desde unos 30000 datos experimentales a 1600), con el fin de posibilitar la observación de las regiones anómalas de casuística reducida. En la figura, se puede ver cómo existen regiones tanto de consumo anómalamente reducido como elevado. Por definición, un consumo elevado y producción reducida estará asociado a factores de recarga bajos, mientras que el caso contrario a factores de recarga relativamente elevados, como los contenidos en la Figura 2.20.

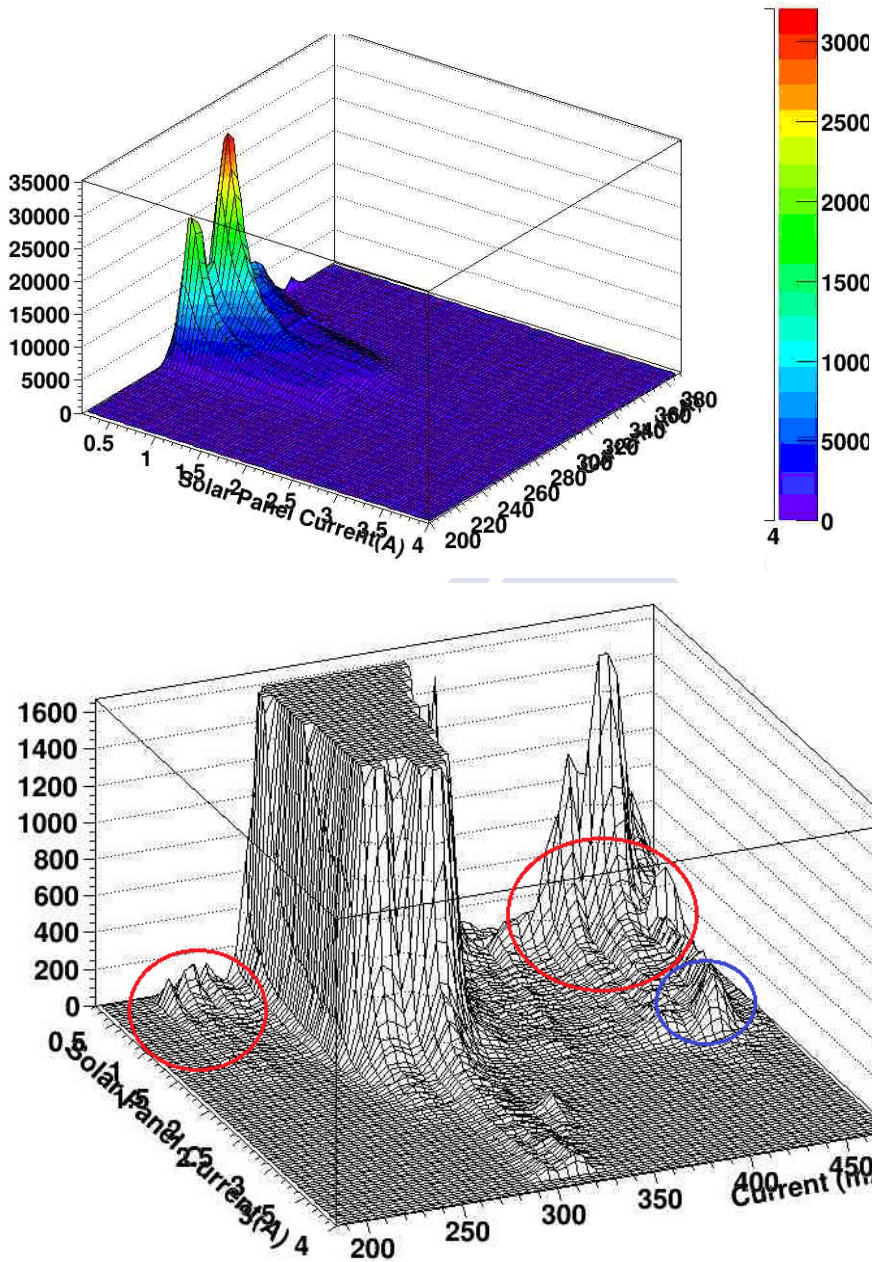


Figura 2.32. Distribución de valores mensuales en 2012 de corriente de consumo y producción para todas las estaciones. En la figura inferior se aumenta la resolución e indican con círculos las regiones con datos fuera de rango estándar.

De este modo, en la figura se ponen de manifiesto regiones potencialmente asociadas a falsos positivos en anomalías del sistema fotovoltaico, por exceso o por

defecto de FR, (indicadas con círculos rojos) como algunos de los ejemplos citados. Adicionalmente, se indica mediante un círculo azul la existencia de mayor probabilidad proporcional de funcionamiento a corrientes más altas de módulo en casos con consumo anómalamente más elevado, como cabría esperarse en los casos en que dichos datos no correspondan a problemas de sensado (mayor demanda y menor regulación).

## **2.3 Conclusiones**

En un sistema fotovoltaico aislado, un adecuado dimensionado es la primera etapa, y fundamental, para asegurar un funcionamiento correcto, sólido y perdurable en el tiempo. En el caso del Proyecto Pierre Auger en particular, la alimentación de toda la electrónica de lectura, registro y emisión vendrá determinada por el mismo.

En el presente capítulo, se ha llevado a cabo el dimensionado del sistema FV de los detectores de superficie del Proyecto, tanto desde un punto de vista teórico como en base a datos experimentales. Con el fin de maximizar la producción de energía ateniéndose a una necesidad estable a lo largo del año, los módulos fotovoltaicos se han instalado con una inclinación optimizada de  $55^\circ$ , que asegura la máxima captación en los peores meses en cuanto a condiciones meteorológicas y las condiciones estructurales. Por otro lado, la capacidad de la batería debería asegurar el funcionamiento de la estación durante 6 días sin que su estado de carga descienda del 60%. Estos requisitos fijados para el Observatorio Sur, serán extensibles al futuro Observatorio Norte, habiéndose realizado igualmente para este último los cálculos pertinentes.

A partir de los cálculos y del análisis estadístico de operación de los detectores de superficie del experimento, se concluye que dicho dimensionado resulta excesivamente limitado o deficitario. Durante dicho proceso, se ha optado por el estudio del Factor de Recarga del sistema como estimador teórico de dimensionado, y asimismo se ha estudiado analizado su validez como variable sensible a las condiciones de operación de los sistemas.

Experimentalmente, utilizando como base 8 años de funcionamiento, se concluye que las estaciones con factores de recarga que se incluyan a lo largo del año entre 0.8 y 1.2 funcionan de forma general con corrección. Por encima o por debajo de dichos umbrales extremos, se encuentran casos claros cuyas baterías están sufriendo un deterioro. En el Proyecto Auger se verifica que, aproximadamente, menos del 10% de las estaciones se encuentran en esta situación.

Por otro lado, se ha detectado una tendencia decreciente global en el tiempo de los valores de Factor de Recarga en integración anual que podría ser indicativo de

una observación experimental de envejecimiento de los módulos fotovoltaicos, dada la compatibilidad cuantitativa con el mismo (1.7%/año).

Finalmente, podemos concluir que el sistema FV del Proyecto Pierre Auger verifica al 90% las expectativas de diseño, si bien puede considerarse excesivamente austero. En caso de futuras implementaciones de nuevos elementos de detección, con requerimientos energéticos añadidos, la fiabilidad del FV se verá comprometida.



## **Capítulo 3**

# **Fallos de funcionamiento y efectos**

En la primera parte del Capítulo 2, se habían caracterizado los principales tipos de anomalías y fallos que la acumulación de los presentes sistemas fotovoltaicos puedan presentar. En este capítulo, se verá el efecto y la relevancia que las mismas pueden ocasionar dentro del contexto particular experimental del Observatorio Pierre Auger, así como se verán algunos ejemplos de anomalías y problemas ajenos al sistema de acumulación, que sin embargo revierten tanto en este último como, por extensión, en el funcionamiento y desarrollo del experimento. A pesar de estudiarse un caso particular, que por sus características resulta de interés, los resultados obtenidos serán extensibles a condiciones/necesidades equiparables en cualquier otro sistema fotovoltaico aislado.

### **3.1 Efectos de los fallos.**

Como se ha visto, el Observatorio Pierre Auger es el experimento de detección de rayos cósmicos en funcionamiento de mayor envergadura en el mundo, así como del mismo modo representa la mayor red de sistemas fotovoltaicos aislados monitorizados. En el seno de dicho experimento, esta condición de 1600 sistemas idénticos (estaciones) es una exigencia física e ingenieril impuesta por parte de la Colaboración con el fin de limitar en la medida de lo posible la posible interacción y fluctuación de parámetros desconocidos entre estaciones, lo cual perjudicaría la sensibilidad y fiabilidad de los resultados en particular, así como el análisis en general. Dicho de otro modo, permitirá el control de los errores sistemáticos asociados al procedimiento de medida durante el análisis de datos. El exhaustivo control de los fallos es imprescindible dada la complejidad del experimento, ya que en otro caso, siempre dependiendo de la severidad de los mismos y su prolongación en el tiempo, podrían producir no solo efectos perjudiciales dentro de la electrónica de los sistemas y la adquisición de datos sino traducirse en una interferencia en el correcto desarrollo del experimento, pudiendo llegar a producirse apagones con la consiguiente pérdida de datos. En particular, dada la extensión y las condiciones geográficas de la zona, la falta de control de fallos dificulta tremendamente su rápida resolución debido a la complicada logística de gestión de personal técnico del experimento.

### **3.1.1 Electrónica de detección. PMT's.**

Dentro de la electrónica de lectura de cada dispositivo de detección de superficie del Observatorio, cabe destacar por su valor directo y fundamental los fotomultiplicadores [2, 30], o PMT's. Estos elementos facilitan la lectura de los fenómenos físicos en los que se fundamenta el experimento (efecto Čerenkov en agua) y la recogida de los mismos por parte de la electrónica para su gestión y tratamiento. La señal que los rayos cósmicos producen a su paso por el agua es convertida en una señal eléctrica amplificada secuencialmente en el seno del PMT hasta permitir su lectura por parte del sistema de adquisición. En el caso particular del Observatorio Pierre Auger y sus objetivos específicos, resulta de mención que la lectura final de dichas señales se establece en base a una calibración normalizada de las señales eléctricas generadas con respecto a la que generaría un rayo cósmico muónico altamente energético de incidencia vertical sobre el tanque detector, que es lo que se denomina VEM (vertical equivalent muon) [31].

Como se vio en el capítulo precedente, el sistema fotovoltaico de los detectores de suelo puede resultar demasiado al límite en situaciones de varios días de oscuro total. En estas condiciones es preocupante el efecto que eso pueda tener en la respuesta física del detector, o dicho de otro modo a las posibles pérdidas de señal de sucesos de alto interés. Con el fin de estimar ese efecto, se ha analizado la influencia de los apagones producidos en estaciones donde se encontraban instaladas baterías en condiciones notablemente defectuosas y observado el efecto de dicha circunstancia sobre la señal base de los fotomultiplicadores, tanto en lo que concierne a la electrónica utilizada inicialmente en los detectores como en la nueva que se fue implantando a partir de 2004. En la Figura 3.1, puede observarse el modo en que la manifestación aguda del problema en los acumuladores de la estación 243 se traduce en una disminución perceptible de las tensiones en los fotomultiplicadores, y que además se acentúa progresivamente a lo largo del tiempo hasta alcanzar finalmente una tendencia asintótica hacia un valor de voltaje de fotomultiplicador 4V inferior.

Por otro lado, en la Figura 3.2, puede observarse el efecto resultante de esta situación inestable cuando se prolonga en el tiempo, conllevando la necesidad de sustitución de ambas baterías. En este caso, la caída de tensión inducida se manifiesta de un modo repentino y notablemente más acusado que en el precedente, en concreto una disminución en el voltaje de fotomultiplicador cinco veces mayor. Además de esta circunstancia, se denota una ligeramente mayor inestabilidad u oscilación en los valores de dicha tensión una vez realizada la sustitución.

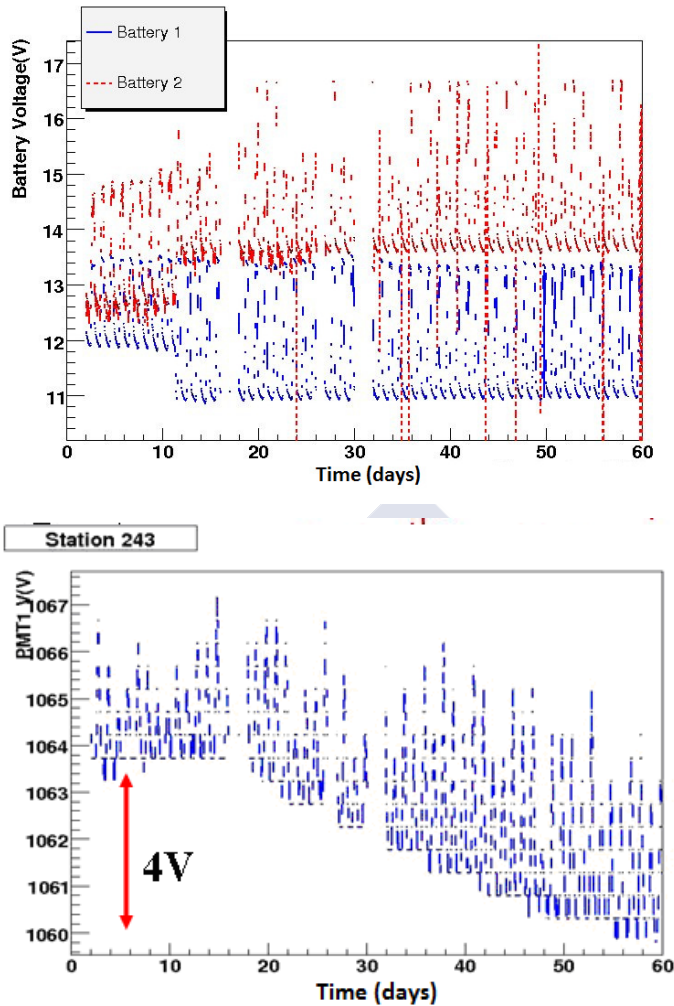


Figura 3.1. En la parte superior, se muestran las tensiones de las baterías de la estación 243 dentro del intervalo de tiempo en que su comportamiento se tornó rápidamente inestable y descompensado. En el sector inferior, se muestran las tensiones de fotomultiplicador en el mismo intervalo de tiempo, indicando la pérdida producida por la citada circunstancia.

Tras el estudio de los efectos previamente presentado, comenzó un proceso de optimización de la electrónica de lectura con el fin, entre otros motivos, de ganar estabilidad. En la Figura 3.3 puede verse el modo en que, efectivamente, en el momento en que en este caso se produce la manifestación de un comportamiento muy notablemente anómalo por parte de los acumuladores de la estación 459, cuya

electrónica se incluye dentro del citado cambio de versión, prácticamente no existe un efecto apreciable del mismo en las tensiones del fotomultiplicador.

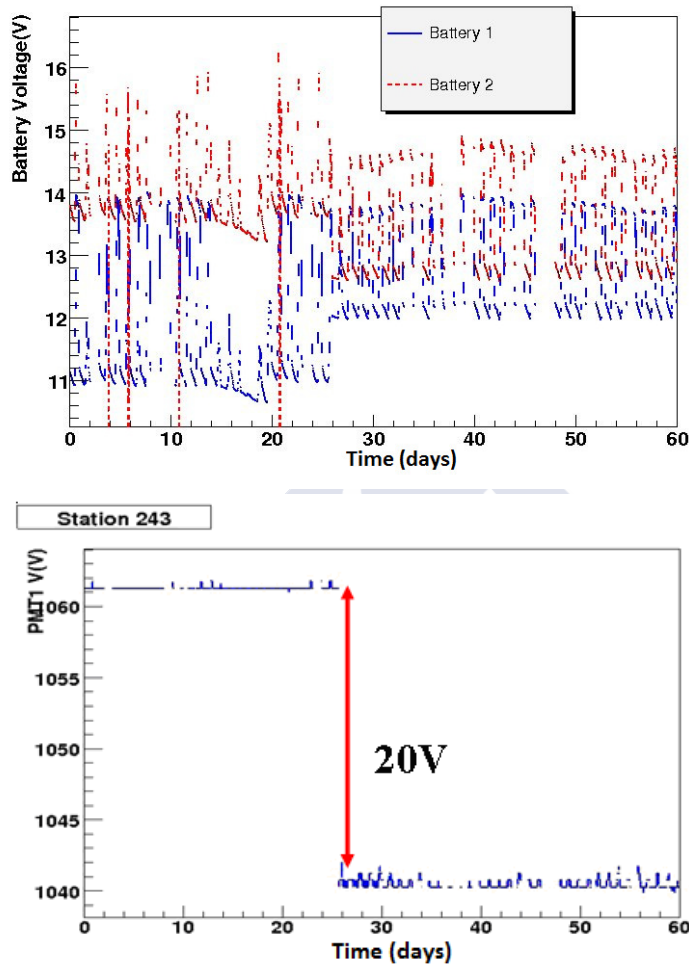


Figura 3.2. En la parte superior, se muestran las tensiones de las baterías de la estación 243 durante los días en que se produjo su sustitución por fallo de funcionamiento. En la inferior, se muestran las tensiones de fotomultiplicador en el mismo intervalo de tiempo, resaltando de nuevo la magnitud del salto producido en sus valores en el momento de dicha sustitución.

Esto indicaría una mayor resiliencia ante procesos de inestabilización de baterías de esta nueva electrónica que es la versión instalada en la actualidad en el global del experimento.

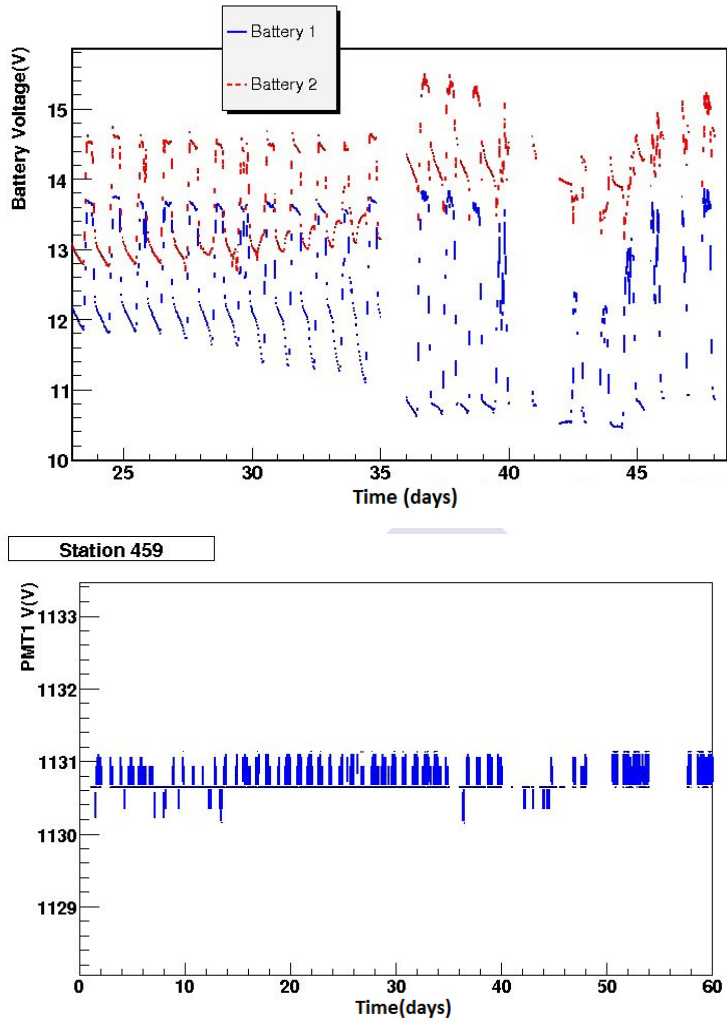


Figura 3.3. En el sector superior, se muestran los voltajes de los acumuladores de la estación 459 durante el intervalo de tiempo en que se manifestó de modo agudo el problema de funcionamiento existente en los mismos. En la inferior, las tensiones de fotomultiplicador en dicho intervalo temporal.

Por otro lado, cuando se consideran en este caso las consecuencias finales de la presencia de una anomalía severa, es decir, el fallo definitivo de suministro eléctrico en la estación, se observa que el efecto sí resulta notable. Efectivamente, en este caso el salto global en los voltajes base de fotomultiplicador es de 6V, siendo además, y este punto es de muy patente relevancia, el tiempo transcurrido hasta la sustitución de los acumuladores y resolución del problema: treinta y seis días. Como

se verá más adelante, esta circunstancia inutiliza a efectos de análisis los datos recogidos por todas las (seis) estaciones circundantes.

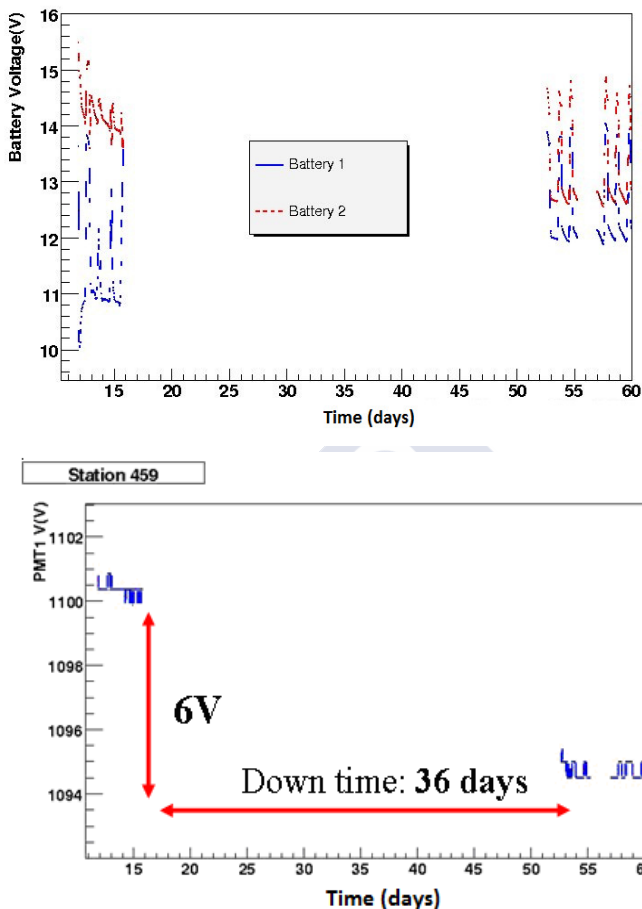


Figura 3.4. En la parte superior, se muestran las tensiones de los acumuladores de la estación 459 durante el periodo de tiempo en que produjo la el fallo definitivo y la caída de la estación. En la inferior, se muestran las tensiones de fotomultiplicador en dicho intervalo, así como se indica la prolongación del mismo y la caída de tensión en los fotomultiplicadores una vez llevada a cabo la restauración de operación.

Los efectos que se han visto sobre estos elementos de la detección directa de eventos pueden traducirse en términos de la ganancia subyacente en el proceso de detección de los mismos. Para este modelo, dicha magnitud viene descrita en términos de voltaje a través de la Figura 3.5, a partir de la cual puede inferirse de

modo directo el efecto de los fallos vistos en acumuladores sobre estos elementos mediante la ecuación (3.1).

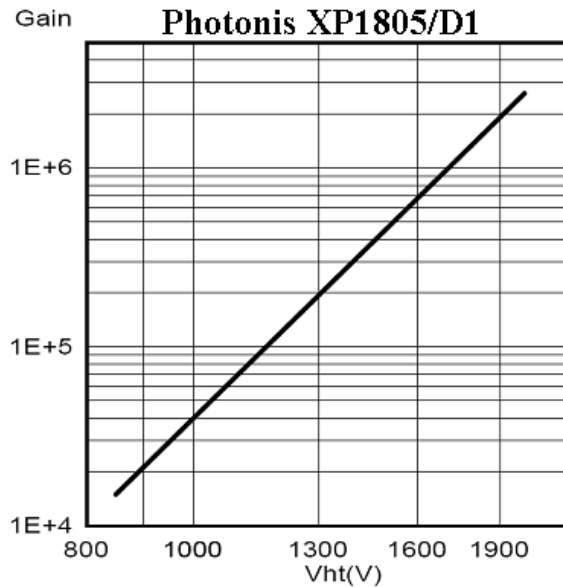


Figura 3.5. Ganancia (eje Y) frente a tensión para los fotomultiplicadores utilizados en los detectores de superficie del Observatorio Pierre Auger. (datos de fabricante)

$$\log(G) = 0.003V + 1.567 \quad (3.1)$$

Si se computan las pérdidas de ganancia en las que se traducen las caídas de tensión estudiadas para cada uno de los ejemplos de fallos de funcionamiento vistos, se obtiene lo adjunto en la Tabla III.I. En ella, puede observarse que los valores de pérdida de ganancia exceden en el caso más notable el 12%, sin que sin embargo esto implique una pérdida de linealidad en el PMT (ver Figura 3.6), de modo que la señal continua siendo proporcional a la carga depositada por efecto Cherenkov, en modo que la pérdida de ganancia podría ser corregida mediante una re-calibración. En otras palabras, existe un efecto que puede ser corregido siempre y cuando sea detectado de modo precoz.

A pesar de que las observaciones que se han llevado a cabo en el presente contexto de la afectación de las fallos en baterías en los dispositivos electrónicos fundamentales de los detectores no son despreciables, sí es importante destacar especialmente el papel que juegan, tanto dentro de la estadística experimental del Observatorio como en el refinado de la misma, los fallos de suministro en sí de las

estaciones. Como se ha visto, y por las dificultades logísticas intrínsecas y técnicas del presente experimento, estos apagones y sus consecuencias pueden extenderse durante periodos de tiempo frecuentemente importantes.

	<b>243 fallo inicial</b>	<b>243 sustitución</b>	<b>459 fallo inicial</b>	<b>459 sustitución</b>
<b>Pérdida de ganancia</b>	2.7%	12.86%	No evaluable	3.9%

Tabla III.I pérdidas de ganancia en los PMT a causa de fallos de operación en baterías para los distintos casos mostrados

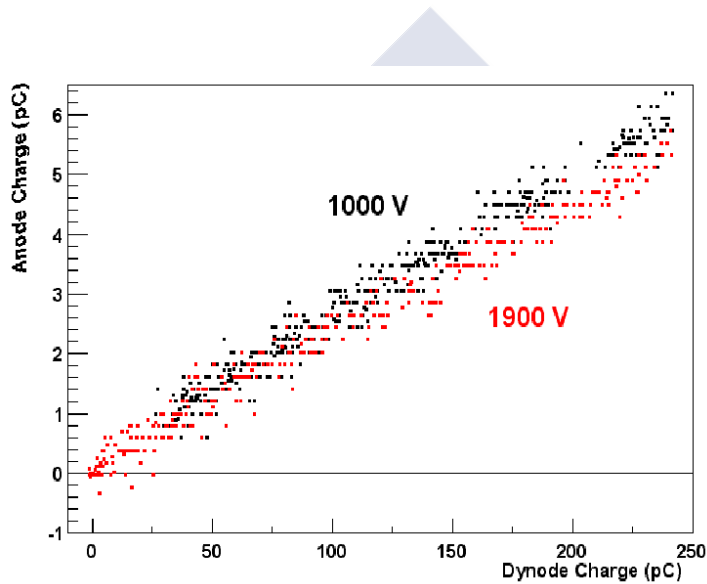


Figura 3.6. Relación entre carga anódica y dinódica en el seno del fotomultiplicador para los dos valores de voltaje indicados para el mismo.

### 3.1.2 Fallos de suministro. Huecos en la red de detección.

Como se ha comentado, en el contexto en el cual y por el cual está instalada esta macrorred de sistemas fotovoltaicos aislados, los fallos de funcionamiento que éstos puedan presentar se traducen finalmente de modo directo en una pérdida en la detección de eventos.

Dentro del sistema de gestión de datos, existen numerosos indicativos o señales que son interpretadas dentro del mismo como diferentes aspectos relacionados con la medición. De este modo, existe un sistema jerárquico de catalogación de dichas señales mediante lo que se conoce como ‘triggers’ o ‘sistemas lógicos de decisión’ que se establecen en cinco niveles en función de diferentes parámetros (T1, T2, T3, T4 y T5) [32]. La jerarquía de dichos niveles se establece de manera que cada nivel incluye a los que le preceden. Como ejemplo de esto, una señal detectada que cumpla los requisitos para ser registrada como T3, ha de cumplir asimismo los de los trigger T2 y T1. De esta forma, el trigger T5, que incluye requisitos geométricos, es el de más alto nivel y se corresponderá con eventos de alta calidad para los objetivos físicos del experimento (en particular eventos reconstruibles con precisión en energía y ángulo).

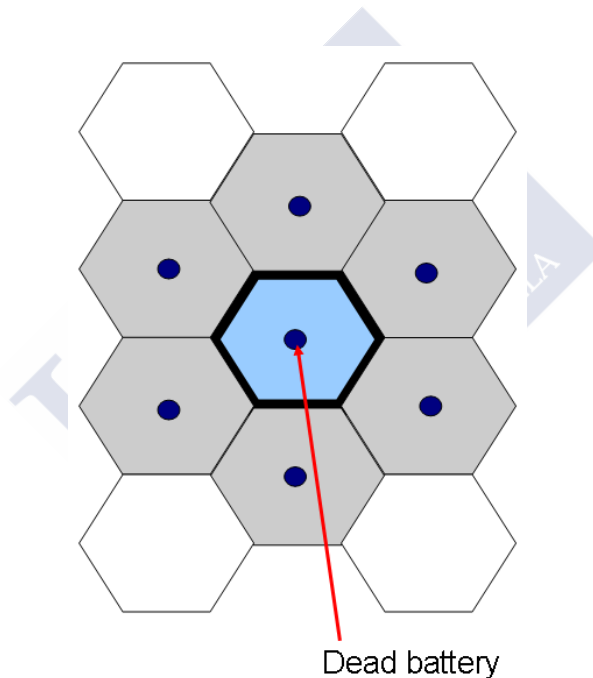


Figura 3.7. *Esquemización de la pérdida de área útil en cuanto a detección de calidad por parte de la red de detección del Observatorio a causa del fallo de suministro en una estación. Cada punto representa una estación de la red hexagonal del experimento.*

Este último nivel de la detección del Observatorio, es el más sensible a los fallos de suministro que se producen en los detectores de superficie, dado que la condición para que el registro de un evento se incluya dentro de este nivel de calidad

de reconstrucción, cada estación tocada en la red ha de estar rodeada necesariamente por detectores activos. El nivel de exigencia de esta condición involucra de modo inmediato que, en caso de producirse la desconexión de una estación (en el presente caso, a causa de un fallo en el suministro fotovoltaico), invalida a efectos todas las que se encuentran a su alrededor (ver Figura 3.7).

Esta circunstancia, a causa del efecto sobre las estaciones adyacentes en cuanto a la exposición de calidad, incrementa la pérdida efectiva de superficie de detección en un factor seis, tal y como se muestra esquemáticamente en la Figura 3.6 y se infiere e indica en las ecuaciones (3.2) y (3.3). En ellas,  $\langle t \rangle$  simboliza el tiempo promedio de respuesta o de solución del problema existente en la estación, mientras que  $\Omega$  representa el ángulo sólido subtendido que se considere. La relevancia en cuanto a pérdida de exposición a causa de los fallos en los sistemas fotovoltaicos y la prolongación en el tiempo de los mismos queda notablemente de manifiesto. En este último sentido, y acentuándose más si cabe por la extensión del Observatorio y las particularidades de acceso a sus diferentes áreas (las cuales se modifican a lo largo del tiempo por factores como las fluctuaciones de capa freática, nevadas, etc.) cabe destacar el papel particularmente relevante de una anticipación de estas eventualidades de modo que el personal técnico pueda organizarse selectiva y óptimamente en sus actuaciones colectivas. Esto último se abordará en los próximos capítulos.

$$Pérdida = Área \times \langle t \rangle \times \Omega \quad (3.2)$$

$$Total = 7 \times Área \times \langle t \rangle \times \Omega \quad (3.3)$$

En la Figura 3.8, se muestra a la izquierda se muestra de modo estadístico y simulado la pérdida de área efectiva sufrida por parte del detector bajo en función del número de fallos generados de modo aleatorio en toda la red. El principal resultado a comentar es que con un promedio de 200 estaciones con fallos de algún tipo la capacidad de análisis del observatorio se reduciría en un 80%, lo cual abunda de modo directo en la importancia, tal como se viene evidenciando, de una adecuada y rápida detección y respuesta de fallos de funcionamiento. En la misma figura a la derecha se muestra la dispersión asociada al proceso iterado de la producción aleatoria, nótese que alcanza un máximo en torno a ese número de fallos motivado por variedad de configuraciones posibles, si bien siempre de magnitud relativamente reducida.

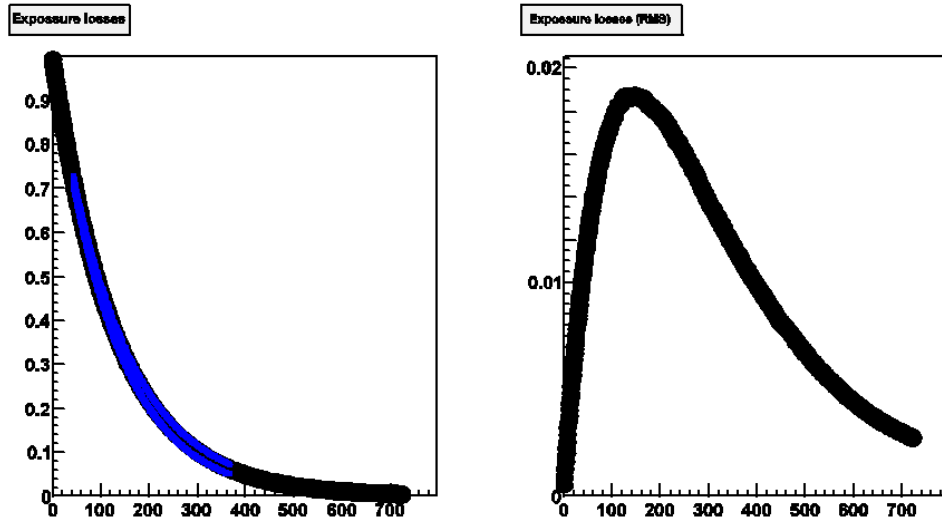


Figura 3.8. En la parte izquierda se representa la pérdida de área efectiva de calidad por parte del experimento (eje Y) frente al número de estación para una simulación de fallos de operación distribuidos aleatoriamente y evaluado bajo 1000 repeticiones. En la figura de la derecha se representan las fluctuaciones asociadas en dicha pérdida de área, representadas mediante barras de error azules en la figura anterior.

Por otro lado, la forma de construcción de la matriz detectora fue secuencial, produciéndose el crecimiento por zonas geográficamente cercanas dentro de la red. Esto hace que estaciones vecinas presenten tiempos de funcionamiento o estado de envejecimiento semejantes, de modo que estadísticamente es esperable que los fallos sigan una cierta tendencia a dicha distribución, si bien tanto los comportamientos como el tipo de fallo resultan inevitablemente variables. En general, esta circunstancia debería atenuar las consecuencia que un fallo en una estación induce cuando se aplican los requerimientos de trigger de calidad T5, dado que algunas de las estaciones anuladas de modo efectivo cuando acontece un fallo en una de ellas, en caso de que igualmente se produzca un nuevo apagón en alguna de aquellas vecinas que ya fueron anuladas a causa del primer fallo, no se agrava el problema estadísticamente hablando. De este modo es de esperar una atenuación en el efecto mostrado en la Figura 3.8, si bien en cualquier caso el efecto de los huecos en la red de detección causados por fallos en los sistemas fotovoltaicos de alimentación tienen una relevancia notable en el seno del experimento, tal y como se avanzaba.

## **3.2 Anomalías observadas en los módulos fotovoltaicos del Observatorio Pierre Auger como ejemplo de contingencia en los sistemas.**

A partir del invierno de 2009, el personal técnico del Observatorio Pierre Auger informó acerca de una serie de anomalías que habían detectado mediante inspección visual en la superficie de los módulos fotovoltaicos de varias de las estaciones visitadas durante las labores de mantenimiento. La más destacable es una anomalía de tipo filiforme, denominadas ‘arañas’ (*spiders*) [33, 34] por parte de los técnicos a causa de su estructura. No era este el único tipo de aspecto anómalo encontrado por su parte en las células solares de dichos elementos, dado que también fueron detectados diversos cambios de tonalidad en algunos de los mismos, tanto hacia un azul más reflectante como un oscurecimiento y amarronamiento entre otros. A menudo, algunas de dichas circunstancias resultan estar presentes de forma simultánea en un mismo panel solar.

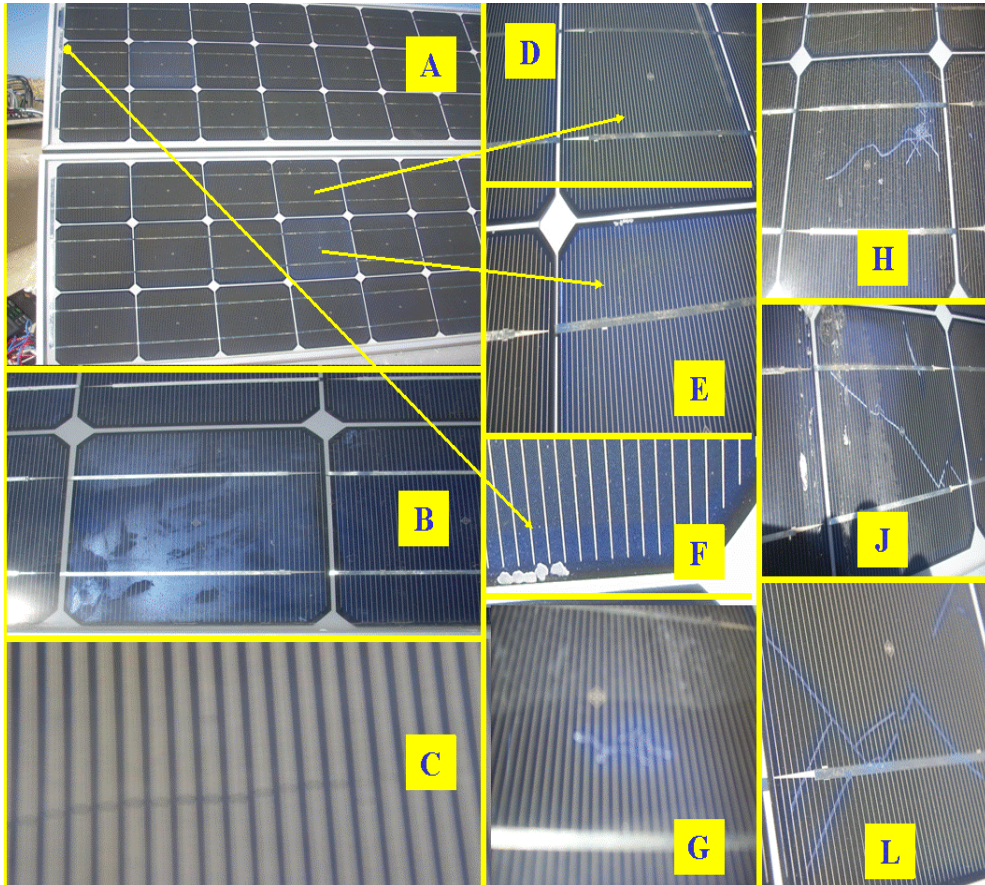
Considerando lo extendido de dichas anomalías en módulos fotovoltaicos con mayor tiempo de funcionamiento, aunque estando también presentes en otros de última manufactura e instalación, resulta de notable relevancia establecer una evaluación de en qué medida las mismas pueden afectar al rendimiento de dichos elementos, así como por ende a los acumuladores y estaciones en general. Es importante notar asimismo que estas anomalías filiformes resultan poco conocidas en el ámbito de la Energía Solar Fotovoltaica, si bien por el momento, según las más recientes informaciones por parte del personal técnico, aproximadamente el 80% de los módulos monocristalinos instalados presentan alguna de dichas anomalías

### **3.2.1 Definición del problema.**

Como se verá más adelante, durante el proceso de compra de los módulos fotovoltaicos, se había hecho hincapié tanto en los requisitos mínimos de rendimiento a cumplir por parte de dichos elementos como en la uniformidad de los mismos. A pesar de esta circunstancia, en los últimos meses de 2009 habían sido detectadas pérdidas de potencia en ciertos paneles fotovoltaicos, resultando en algunos de ellos inevitable la sustitución de los acumuladores debido a la descarga profunda de los mismos por el déficit de carga. Lo generalizado de dichas anomalías sugiere con mayor probabilidad una relación con un problema de fabricación, si bien se ahondará en adelante en este problema. En la Figura 3.9, se muestran estas anomalías junto con el resto de las que se han detectado y describen a continuación.

*- Aspecto tipo 'lava' en las células solares (Figura 3.9. B):*

Esta anomalía engloba una serie de efectos observados en las células cuyas superficies semejan estar fundidas y/o desplazadas de un modo similar a como macroscópicamente puede hacerlo la lava o un fluido de cierta densidad. El tono que adquieren cuando se observa este fenómeno es azulado.



*Figura 3.9. Muestra de diversas fotografías donde están contenidos los diversos problemas detectados.*

*- Oscurecimiento o amarronamiento en las células solares (Figura 3.9. D):*

Esta denominación comprende las células fotovoltaicas que presentan en su superficie un oscurecimiento en su superficie cuya tonalidad se desvía hacia el ocre

oscuro. En este caso, se trata de un efecto provocado por el deterioro inducido por la irradiación solar sobre la capa de resina presente en la superficie de los módulos, y que en principio forma parte del proceso esperable de envejecimiento de los mismos.

*- Azulamiento de las células fotovoltaicas (Figura 3.9. E):*

Es un proceso observado en células que manifiestan una modificación de tonalidad en su superficie hacia matices más azulados que el estándar de fabricación, distinguible de ese modo por mero contraste visual dentro del mismo módulo entre células que manifiestan esa circunstancia y las que no, si bien en ocasiones son la práctica totalidad de las células de un mismo panel solar las que se encuentran en dicho estado. Normalmente parece asociado a células de menores prestaciones, lo que se traduce en un aumento de temperatura de las mismas, perceptible en ocasiones al tacto.

*- Excesos o excedentes metálicos en el encapsulado. (Figura 3.9. F):*

Se ha observado en algún caso en los contornos de la célula fotovoltaica, si bien normalmente no tiene ninguna consecuencia esperable o medible.

*- Anomalías filiformes o arañas (Figura 3.9.. H,J,L):*

Se evidencia la presencia de presencia variable dentro de cada módulo fotovoltaico de líneas, fisuras o material en la superficie de las células solares que por su estructura dieron en ser denominadas por parte del personal técnico 'arañas'. Dentro de esta denominación genérica que engloba diferentes manifestaciones o morfologías de estas anomalías, se pueden distinguir principalmente dos tipos diferenciados que se denominarán I y II de modo arbitrario:

- *Tipo I:* Este tipo de configuración consiste generalmente en una disposición tipo aspa formada por medio de dos líneas principales que en ocasión presentan alguna bifurcación que sigue un patrón semejante. El ángulo formado por estas líneas es de en torno a 45° respecto a los contactos principales o las pistas, y la tonalidad de los trazos es normalmente plateado, similar al metal fundido (J y L en la Figura 3.9)

- *Tipo II:* Es un tipo de araña de mayor complejidad y variabilidad estructural, con una constitución más transparente y a menudo ciertas configuraciones similares a burbujas (Figura 3.9 - H).

Aunque las causas de estas anomalías continúan sin ser completamente esclarecidas, de modo básico pueden plantearse de partida diversas posibilidades:

- Un problema durante los procesos de fabricación durante los cuales se generen fisuras o inhomogeneidades en las células de silicio que puedan manifestarse macroscópicamente en fenómenos como estas anomalías filiformes.
- Un efecto inducido por una mezcla o solapamiento de fenómenos de importante oscilación térmica y elevada radiación con los fuertes vientos eventuales en la zona que pueden inducir fracturas en el material.
- La acumulación de carga mediante procesos de polarización en ciertas regiones específicas de los módulos fotovoltaicos inducida por alguna conexión inadecuada durante el proceso de instalación del sistema o de base [35]
- Tormentas eléctricas, bajo cuyos elevados campos electromagnéticos pudiera inducirse degradación en los módulos, pudiendo ser favorecido por los impactos del granizo, en ocasiones importante en la zona.
- Una combinación sinérgica entre diversos casos de los precedentes o todos.

### **3.2.2 Observación experimental de las diferentes anomalías.**

Con el fin de valorar la influencia que estas anomalías pueden suponer para el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, se llevaron a cabo medidas y observaciones *in situ* en el emplazamiento mismo de los módulos fotovoltaicos dentro de la red de detección. Por otro lado, se han realizado mediciones con mayor control de diversos casos destacados de entre los detectados, tanto en lo que respecta a las anomalías filiformes como a las restantes que se habían descrito. Esto último también fue completado con medidas en el laboratorio de Santiago de Compostela, así como con la colaboración del CIEMAT [36] en condiciones controladas.

*- Medidas de campo:*

Durante el mes de Mayo de 2010, con la ayuda del personal técnico del Observatorio, se tuvo la ocasión de realizar visitas y mediciones directas en el

campo sobre módulos fotovoltaicos bajo sospecha de estar afectados por los problemas descritos. Un ejemplo de los tanques a los que se tuvo acceso se muestra en la Figura 3.10. Como en parte puede verse por inspección de la misma, dichos módulos fotovoltaicos presentaban diversas células azuladas, varias con ligero amarronamiento y algunas anomalías filiformes. La visita en general se focalizó en dos áreas principales de interés y sugeridas por parte de los técnicos:

- El área noreste de la red, donde la mayor parte de las estaciones habían sido instaladas de modo bastante reciente. En esa zona, prácticamente no fueron encontrados paneles con anomalías tipo araña, si bien sí fueron diversas las células con azulamiento y amarronamiento que se evidenciaron. Es importante notar, que a pesar de que en esas revisiones no se encontraron anomalías filiformes en esos paneles de más reciente instalación, los técnicos sí habían registrado numerosos casos de ello en otras estaciones en condiciones análogas.
- Una región del array en la que están emplazadas varias de las estaciones que fueron instaladas en primer lugar y que por ende constan de los módulos fotovoltaicos que llevan más tiempo en funcionamiento, y a pesar de que las citadas anomalías están presentes asimismo en paneles solares de más reciente instalación, se encuentran en mayor cuantía en aquellos que llevan mayor cantidad de tiempo en operación. Esta circunstancia sugeriría en principio una relación entre dicho tiempo de funcionamiento o la exposición a la irradiación solar/condiciones meteorológicas, y la aparición de dichas eventualidades. De igual modo, podría existir algún tipo de correlación con los lotes de fabricación.

Dado que se trataba de un tipo pronto de chequeo, fueron llevadas a cabo una serie de medidas rápidas y sencillas que consistían en la anotación tanto de voltajes en circuito abierto como corrientes de cortocircuito, en general para cada módulo fotovoltaico de modo independiente, así como las mismas mediciones llevadas a cabo simultáneamente en un panel solar de referencia. Una ventaja añadida de este tipo de operaciones es una posible extrapolación a futuro de cara a medidas sistemáticas en módulos fotovoltaicos afectados por estos problemas o incluso no, dependiendo de los criterios que se establezcan.



Figura 3.10. *Muestra de módulos fotovoltaicos con diversas anomalías.*

La Figura 3.10 muestra una imagen tomada durante el citado proceso de inspección técnica, donde pueden observarse a simple vista diversas células de tono azulado. Por otra parte, en la Tabla III.II se recoge la información técnica correspondiente a los módulos fotovoltaicos instalados en las estaciones con anomalías filiformes visitadas. Se han tomado datos en cada caso de cada panel solar de modo independiente.

*Tabla III.II Detalles de estaciones con anomalías filiformes*

<b>Estac.</b>	<b>Módulo de Referencia</b>	<b>Estación: Moulin. ID: 140</b>	<b>Estación: Gladis. ID: 194</b>	<b>Estación: Federico. ID: 219</b>
<b>ID</b>	02010351063	Panel superior: SN 02010351063 Inferior: SN 02010351119	Superior: SN 010098937 bottom: SN 02010351048	Panel superior: SN 02070088031 Inferior: SN 02070088032
<b>Obs.</b>	Sin fallos.	Superior: anomalías filiformes ('arañas').	Módulo superior. Sin anomalías. Inferior: Arañas	Superior: óxido y pequeñas líneas.

		Bottom panel: 'arañas'. Óxido en los bordes de las células.	en las tres filas de células del panel, algunas cruzando toda la célula.	Problema con el EVA <sup>5</sup> o en Silicio. No se observan 'arañas'. Panel inferior. Sin anomalías.
<b>Fecha</b>	Nunca instalado	2003-07-09	2003-07-01	2003-08-13

Con el fin de estimar el grado real de degradación en los diferentes paneles solares testados, se evalúa el cociente entre la corriente de cortocircuito, normalizada a una irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , que presentan dichos módulos y la información facilitada por parte del fabricante para los mismos en los chequeos de fabricación. Cabe mencionar en este punto que, como se verá en el último capítulo, la fiabilidad de estas medidas ('flash') proporcionadas por el fabricante fue debidamente contrastada en su momento. En la Figura 3.11, se muestran los resultados de las mediciones.

De ellas, se pueden extraer tres conclusiones:

- Los módulos fotovoltaicos de la estación Moulin, 140, la cual presenta anomalías filiformes, como se mostraba en la tabla, son los que evidencian una pérdida de corriente de cortocircuito más elevada respecto a los valores medidos por el fabricante, un 19% calculado a través de la medida de corrientes de cortocircuito y voltaje en circuito abierto. Medidas más sofisticadas, y en condiciones controladas ofrecerían un resultado más significativo. Cabe mencionar que una de las arañas observadas en dichos paneles solares era la de mayor tamaño.
- La estación Gladis, 194, la cual mostraba al menos cinco anomalías filiformes, muestra pérdidas próximas al 10%. Como dato más destacable, en este caso la inspección visual indica que el módulo situado en la parte inferior es el que presenta mayor número de anomalías, 17, si bien de menor tamaño. El hecho de haberse observado en este caso una pérdida de

---

5 El EVA (etileno vinil acetato) es un polímero termoplástico, que se usa en los módulos fotovoltaicos como encapsulante de las células. Una vez éstas son conectadas, se depositan en un soporte cristalino y se encapsulan mediante EVA, para evitar la entrada de aire o humedad.

prestaciones menor, podría sugerir que es el tamaño de la mayor anomalía o ‘araña’ presente, y no el número de ellas, el efecto dominante. Esto iría en concordancia con el hecho de que las células de cada panel están conectadas por lotes en serie, y la de menor corriente determina pérdidas globales en el rendimiento del panel. □

- Estación Federico, 219: El modulo situado en la parte superior, en el que se observaron algunas de las anomalías descritas, si bien no ‘arañas’, presenta las menores pérdidas y compatibles con las citadas incertidumbres de calibración y dependencias con la temperatura.

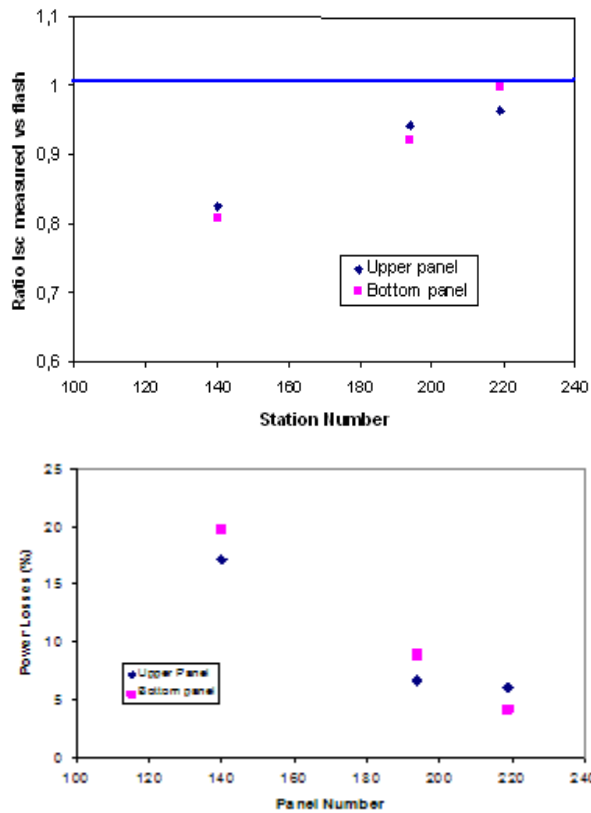


Figura 3.11. En la parte superior, se representa el cociente entre las corrientes de cortocircuito correspondientes a los módulos fotovoltaicos de tres estaciones del Observatorio visitadas frente al número de estación (Moulin 140, Gladis 194 and Federico 219). En azul, el panel superior y en fucsia el inferior. En la figura inferior, el porcentaje de pérdidas observadas.

Los resultados obtenidos en cuanto a pérdida de potencia, como en general podía esperarse, ratifican los resultados mostrados previamente. En este caso, la potencia se estima de modo extrapolado a partir de las mediciones efectuadas de voltaje en circuito abierto y corriente de cortocircuito mediante el factor de forma inferido a partir de los datos del fabricante.

Los valores obtenidos indican el modo en que los módulos fotovoltaicos con anomalías filiformes presentan pérdidas de potencia asociadas de entre el 10 y el 20% (Gladis, 194, y Moulin, 140. respectivamente). La pérdida observada de, en los casos restantes, en el entorno del 5%, se corresponde con el envejecimiento estándar esperable en dichos elementos, así como las incertidumbres de las mediciones y extrapolaciones citadas anteriormente.

- *Medidas de laboratorio en condiciones de trabajo:*

**Test in the laboratory**

- We used two panels: one with anomalies and other one with no anomalies (tilded  $\alpha=22,54$ )
- Data acquisition system consists of the following elements:
  - 2 Fluke multimeters.
  - 2 laptops connected which obtain data from multimeters using Fluke Viewforms 2.2 software
  - An irradiation fluxometer.

Sustainable Energetic Applications

Figura 3.12. *Fotografías del dispositivo experimental en el test de laboratorio.*

Como se puede ver en la Figura 3.12, el dispositivo experimental empleado en este caso constaba de notable simplicidad. Un sistema automatizado de toma de datos, por medio de multímetros monitorizados. Todas las muestras fueron tomadas mediante el uso de irradiación natural y controladas mediante piranómetro. El

módulo de referencia, calibrado en radiación, asegura una suficiente redundancia y reducción de error en los datos adquiridos.

Como se mencionó anteriormente, fueron analizadas diversas muestras de datos adquiridas tanto en el hall del Observatorio en Malargüe como en el laboratorio de Santiago de Compostela:

### **3.2.2.1. Medidas en el edificio de ensamblaje del Observatorio Pierre Auger.**

Se seleccionaron y testearon en dicho emplazamiento paneles que representasen el grueso de las anomalías detectadas, células con azulamiento, superficies con deterioro de tono ocre y anomalías filiformes en sus diferentes versiones. En la Figura 3.13, se muestra el aspecto de los módulos bajo test. En el seno de la misma, de izquierda a derecha, se localiza un módulo cuyas células presentan en gran proporción el citado anómalo tono azulado; el siguiente panel evidencia una alta cantidad de células con tono amarronado, así como alguna anomalía filiforme; el más próximo de los restantes manifestaba ‘arañas’ en sus diferentes manifestaciones, mientras que el módulo de la derecha era un dispositivo estándar sin anomalías externas y utilizado como referencia, tanto durante las visitas a las estaciones como en el presente chequeo.



*Figura 3.13. Los cuatro módulos fotovoltaicos estudiados en el edificio de ensamble del Observatorio.*

### Resultados en circuito abierto y cortocircuito.

La Figura 3.14 muestra los valores característicos a lo largo de un día completo, tanto en lo concerniente a la corriente de cortocircuito como al voltaje en circuito abierto del panel utilizado como referencia. Desafortunadamente, la temperatura no pudo ser controlada durante el test, si bien su influencia en ambos parámetros puede considerarse despreciable en los rangos considerados en dichas condiciones y los objetivos planteados. Como se muestra en la figura, no existe una dependencia del voltaje en circuito abierto parametrizable ni significativa con la irradiación, con lo que en lo que sigue el análisis se focalizará en la corriente de cortocircuito.

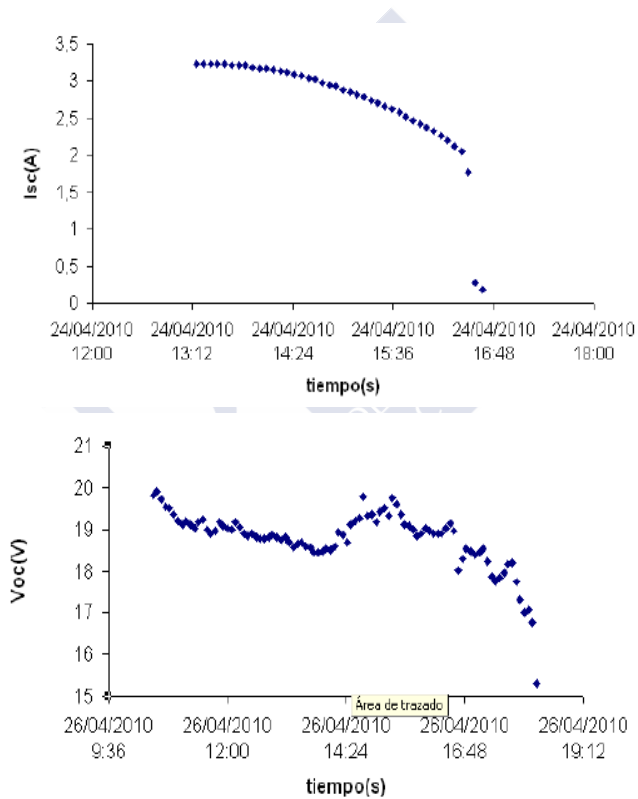


Figura 3.14. En el sector superior, se representa la corriente de cortocircuito para el modulo de referencia, mientras que en el inferior la tensión

La Figura 3.15 resume el grueso de los resultados obtenidos, dado que se comparan un módulo fotovoltaico estrictamente constituido por células azules y

otro con anomalías filiformes. La primera observación es el modo en que las diferencias se ven incrementadas con las corrientes de cortocircuito. Para aclarar ese punto, en la parte inferior se representa la variable frente a la radiación, de modo que puede observarse cómo, por debajo de  $960\text{W}/\text{m}^2$ , el modulo fotovoltaico asociado a la anomalía de azulado presenta valores de corriente de cortocircuito menores a los generados por parte del modulo con ‘arañas’, mientras que, por debajo de dicha región, la situación se invierte, de lo que cabe concluir que el efecto de las anomalías filiformes en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos es más acusado a medida que la radiación se incrementa.

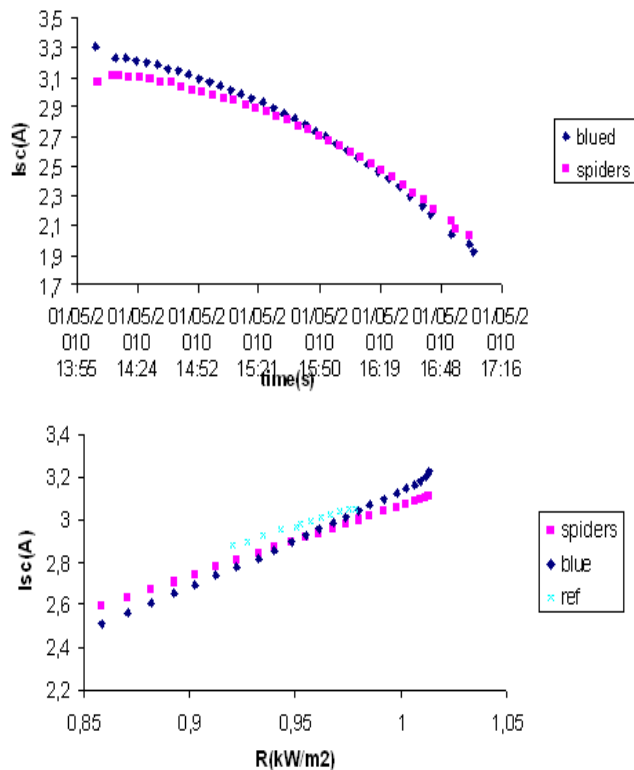


Figura 3.15. En la parte superior se representa la corriente de cortocircuito frente al tiempo para los módulos con ‘arañas’ (cuadrado fucsia) y azulamiento de células. En la inferior se representa para los mismos módulos y el de referencia la corriente de cortocircuito frente a la irradiación medida.

Cuando se consideran las especificaciones empíricas dadas por el fabricante para cada uno de los módulos (ver Tabla III.III), sucede que, en el entorno estándar

de  $1000 \text{ W/m}^2$ , las pérdidas sufridas por parte del panel solar con arañas son del orden del 10%, mientras que los módulos fotovoltaicos con anomalías en la tonalidad de sus células muestran pérdidas contenidas entre el 5 y el 6%, lo cual puede ser asumido como un factor sin suficiente significatividad dentro del comportamiento esperable para el envejecimiento.

La conclusión de estas medidas efectuadas en el hall del Observatorio es que las pérdidas de eficiencia más acusadas están asociadas a las anomalías filiformes y que se ve incrementado con la radiación.

*Tabla III.III mediciones empíricas de manufactura para los módulos fotovoltaicos utilizados en el test.*

<b>Solar Module</b>	<b>Reference code</b>	<b>Isc (A)</b>	<b>Voc (V)</b>
Referencia	10303001685	3.38	20.96
Ocre	03030135009	3.47	21.88
Azulamiento	05080068043	3.33	21.84
'Arañas'	02010350056	3.41	21.06

### **Mediciones con carga.**

Como se ha visto, todas las medidas mostradas habían sido efectuadas con los módulos fotovoltaicos aislados del circuito fotovoltaico en sí, dado que es el modo más sencillo y dotado típicamente una suficiente significatividad [1]. Cabe destacar en este punto, que a pesar de dicha circunstancia, los parámetros característicos del módulo (Isc, Voc) podrían no resultar lo suficientemente sensibles o descriptivos de la capacidad de operación de los paneles fotovoltaicos en regímenes de funcionamiento de trabajo en cualquier circunstancia o, en otras palabras, en la detección y catalogación de un funcionamiento anómalo de los mismos. Con el fin de discernir este hecho, se realizaron igualmente medidas de los parámetros de panel con conexión a una carga resistiva.

Teniendo en cuenta los altos valores de corriente involucrados en el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, fue necesario utilizar una resistencia calibrada de 10 ohmios capaz de disipar con la suficiente solvencia el exceso de calor producido por dicha corriente.

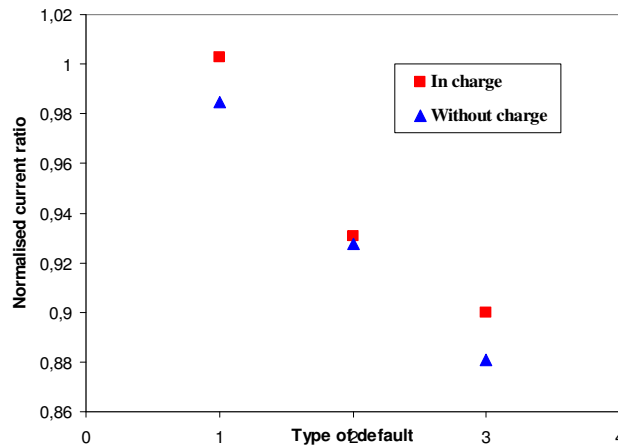


Figura 3.16. Corriente de cortocircuito normalizada respecto al panel fotovoltaico de referencia frente al tipo de anomalía (1 azulamiento de células, 2 células con tono ocre, 3 anomalías filiformes) para módulos conectados a carga (cuadrado rojo) y sin ella (triángulo azul).

### 3.2.2.2. Medidas en el laboratorio de Santiago de Compostela.

En el laboratorio de Santiago de Compostela [37], se implementó el mismo protocolo de medición en el exterior pero de un modo más exhaustivo. A causa de las condiciones meteorológicas de dicha época en la zona, tan sólo pudo realizarse el estudio en condiciones de relativamente baja irradiación, lo cual en cierto modo aumenta el interés de la medida ya que puede considerarse que se están evaluando pérdidas de eficiencia en condiciones de mayor precariedad energética, que coinciden con las existentes en los periodos de déficit que pueden hacer peligrar la estabilidad de las instalaciones. En este caso, el panel estudiado fue el primero en el que se detectaron este tipo de anomalías, el emplazado en la parte superior de la estación 102 (Ezequiel), que constaba de siete de estos defectos. El módulo utilizado como referencia o patrón para comparación era uno calibrado tanto en irradiación como en comportamiento [38], de modo que una medición de irradiación en paralelo resulta innecesaria.

La Figura 3.17 representa el voltaje en circuito abierto a lo largo de un día para ambos módulos. En la parte inferior de la misma, se representa la correlación entre los valores de dicha magnitud para ambos módulos fotovoltaicos durante las

horas centrales del día para obviar problemas eventuales relacionados con una radiación excesivamente reducida. En la misma, puede notarse que los valores de tensión para el modulo afectado por las anomalías son sistemáticamente menores.

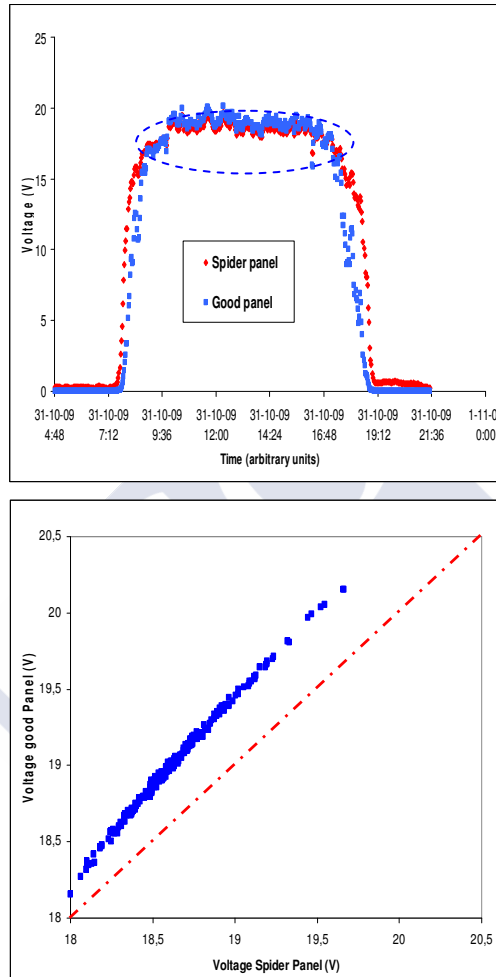


Figura 3.17. Tensiones en circuito abierto del panel con ‘arañas’ y calibrado frente al tiempo. En la parte inferior, se representan entre sí ambas series de valores de tensión.

Por otra parte, la Figura 3.18 contiene el comportamiento temporal de los valores medidos para las corrientes de cortocircuito de ambos módulos a lo largo de un día. Los resultados son compatibles con los obtenidos durante el test mostrado en el apartado anterior: a niveles de irradiación más bajos, ambos paneles presentan un comportamiento similar, mientras que, a niveles más altos, el módulo con anomalías

presenta valores hasta un 5% menores. Promediando las cantidades registradas a lo largo del día, se obtienen pérdidas en esa magnitud de en torno al 3%, dependiendo del nivel global de irradiación/temperatura.

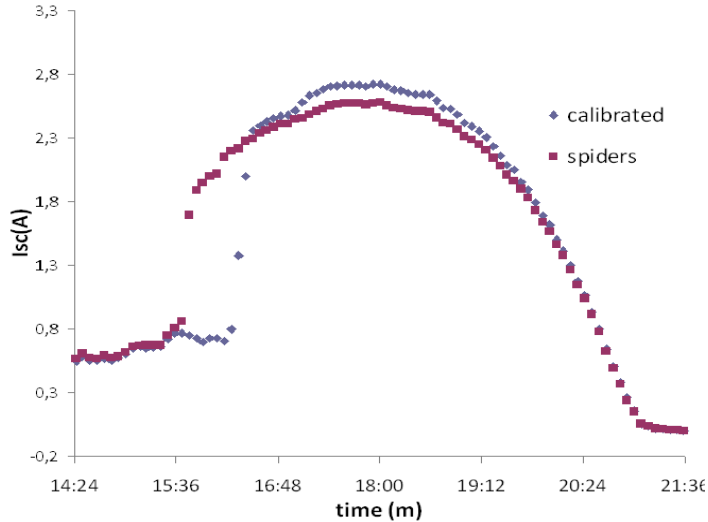


Figura 3.18. Corriente de cortocircuito frente al tiempo para el módulo con 'arañas' (rojo) y el calibrado. Nótese que el comportamiento entre las 15:30 y las 16:30 no debe tenerse en cuenta, dada la existencia de un sombreado no evitable si bien controlado.

### ***Medidas de correlación con tamaño.***

Los resultados obtenidos en las mediciones llevadas a cabo en el hall experimental de Malargüe sugieren como hipótesis que el efecto de las anomalías filiformes sobre el rendimiento de los módulos fotovoltaicos podría estar relacionado e incluso dominado por el tamaño de la mayor de las anomalías presentes, y no por el número de ellas que estén presentes en el módulo fotovoltaico. En otras palabras, de algún modo es como si la superficie ocupada por esa singularidad ensombreciese a efectos la célula solar, con el correspondiente decrecimiento en su eficiencia dada la conexión general en serie entre cada uno de estos elementos entre sí. Con el fin de evaluar de algún modo esta posibilidad, se llevaron a cabo un sencillo conjunto de medidas en el laboratorio de la USC:

Cuando una de las células solares del panel de referencia calibrado es cubierto o ensombrecido parcialmente, la potencia decrece en torno a un 10% a  $450 \text{ W/m}^2$ . Por otro lado, a un mismo nivel de irradiación, se observó que la pérdida se

reducía hasta el 3% cuando la célula parcialmente ensombrecida era aquella con anomalía filiforme. Esto equivale significativamente a decir que, si la superficie anómala de la célula está cubierta existe sólo un pequeño efecto en comparación con la misma acción efectuada sobre el panel normal. Esta menor sensibilidad de la célula afectada a cambios de irradiación sugeriría que las pérdidas existentes en paneles anómalos son proporcionales a la superficie con anomalía filiforme en la célula con mayor afectación.

### ***Mediciones termográficas.***

La existencia de un ‘punto caliente’ podría estar asimismo relacionada con la anomalía y el efecto mostrados anteriormente, más si cabe teniendo en cuenta el último punto de vista bajo el cual se había enfocado y estudiado. Con el fin de determinar una posible correlación entre arañas y puntos calientes, se llevaron a cabo una serie de medidas termográficas en el laboratorio. En la Figura 3.19, se presentan imágenes tanto en espectro visible como infrarrojo de diversas anomalías representativas. En la parte superior de la misma, se muestra la ‘araña’ de mayor tamaño del panel, mientras que la imagen del fondo se corresponde con una anomalía de las de dos aspas (tipo I).

A partir de las imágenes, se puede establecer que, a pesar de la existencia de una correlación habitual entre anomalías filiformes y pequeñas inhomogeneidades respecto a las temperaturas superficiales del módulo fotovoltaico, este efecto no supera los 2-3 grados extra con respecto a la zona que la rodea, así como tampoco el emplazamiento de dichas inhomogeneidades coincide completamente con la estructura de la anomalía en sí misma. Por otro lado, los citados valores de temperatura están obtenidos directamente desde la superficie de vidrio y, por tanto, son menores que la temperatura real de la célula en una magnitud de al menos 10 grados centígrados, si bien en todo caso no alcanzan niveles alarmantes.

Como conclusión de dichas observaciones puede establecerse que, incluso a pesar del hecho de que la zona anómala de la célula presenta una temperatura ligeramente mayor, no puede concluirse con la suficiente evidencia una relación entre anomalías filiformes y puntos calientes.

### **3.2.2.3. Medidas de laboratorio en condiciones controladas.**

Con el fin de alcanzar un nivel y variedad de chequeo/precisión lo más altos posible, nos pusimos en contacto con el CIEMAT [36] que dispone de uno de los laboratorios de certificación con más solera para módulos fotovoltaicos en España.

Les enviamos el presente módulo con anomalías, junto con el calibrado, para una descripción comparativa de alta precisión sobre sus rendimientos de operación.

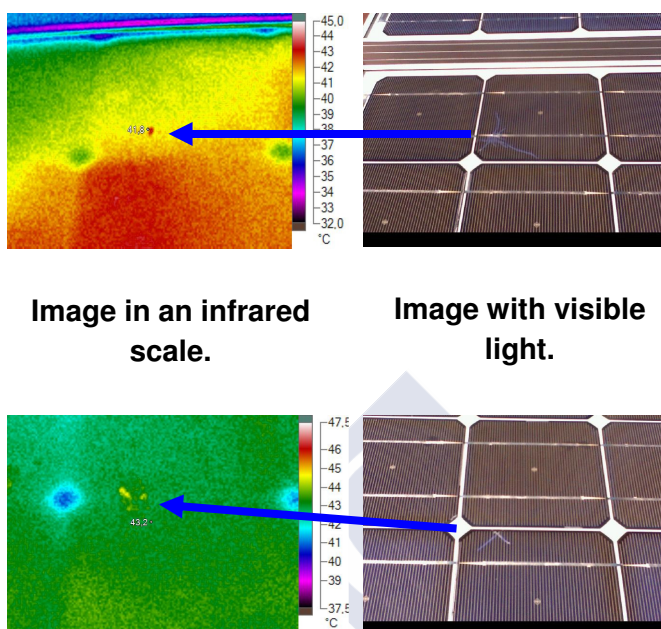


Figura 3.19. Imágenes en infrarrojo (izquierda) y en visible de un módulo fotovoltaico con anomalías filiformes tomadas bajo la luz directa del sol.

Las medidas que llevaron a cabo consistieron en la obtención de la curva característica de cada uno de los citados paneles solares bajo condiciones estándar de medida (irradiación de  $1000\text{W/m}^2$  –distribución espectral AM1.5G (IEC 60904-3)- y temperatura de celda estable a  $25\text{ }^\circ\text{C}$ ). A mayores de dichas mediciones, agregaron un nivel detallado de inspección fotográfica así como imágenes de electroluminiscencia para ambos módulos.

En la Figura 3.20, se muestran las curvas I-V características para ambos paneles solares. Se pone de manifiesto una forma notablemente diferente entre ambas, dado que la correspondiente al módulo con anomalías presenta una estructura más irregular que la del calibrado, así como menores valores de corriente. Los parámetros principales correspondientes a cada uno de los casos se recogen en la Tabla III.IV, donde puede verse cómo el módulo fotovoltaico con anomalías filiformes presenta valores de corriente un 3.6% inferiores, mientras que si se considera el régimen de trabajo a máxima potencia, la pérdida es del 5.11%. Los

resultados son compatibles con los obtenidos mediante los experimentos que habían sido llevados a cabo en el Laboratorio de la USC, dentro de los errores adquiridos a raíz de diferencias de temperatura y otros parámetros no suficientemente estables. Asimismo se pone de manifiesto las pérdidas sufridas por dicho módulo en sus parámetros característicos respecto a las magnitudes extraídas de la monitorización de fabricación.

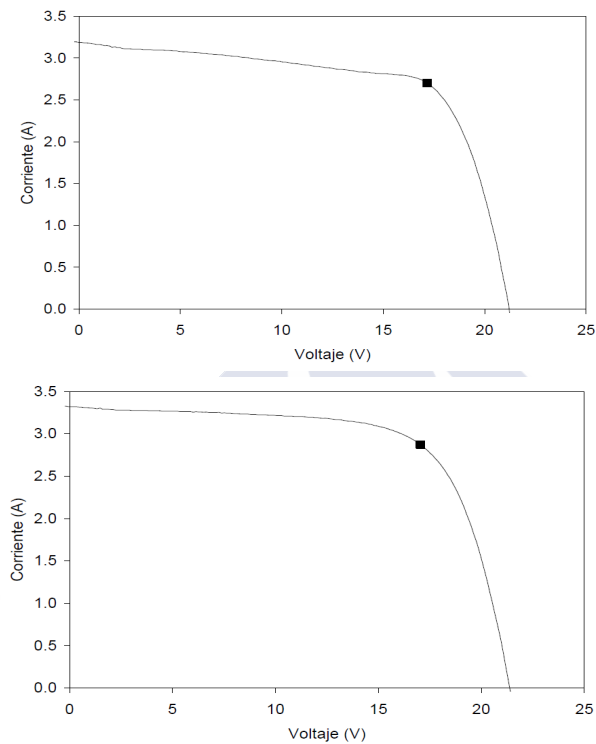


Figura 3.20. Curvas características para el caso anómalo (arriba) y el panel calibrado.

Tabla III.IV: a) Principales parámetros para el modulo anómalo (arriba) y el calibrado. b) Pérdidas sufridas por parte del módulo fotovoltaico anómalo desde su fabricación.

a)

MODULE	Isc (A)	Voc (V)	Pmax (W)	Imax (A)	Vmax (V)	FF (%)	Eff. Cell (%)	Eff. Tot (%)
ISOFOTÓN I-53 s/n 02010350052 (anómalo)	3.19	21.22	46.4	2.7	17.18	68.5	12.3	10.5
ISOFOTÓN I-53 Número de serie 068275	3.31	21.39	48.9	2.87	17.04	69.1	12.9	11.1

b)

	Pérdida en $I_{SC}$ (%)	Pérdida en $V_{OC}$ (%)	Pérdida en $P_{MÁX}$ (%)	Pérdida en $I_{MAX}$ (%)	Pérdida en $V_{MÁX}$ (%)
Anómalo	6.7	Dentro de error	8.3	10.3	-2.14

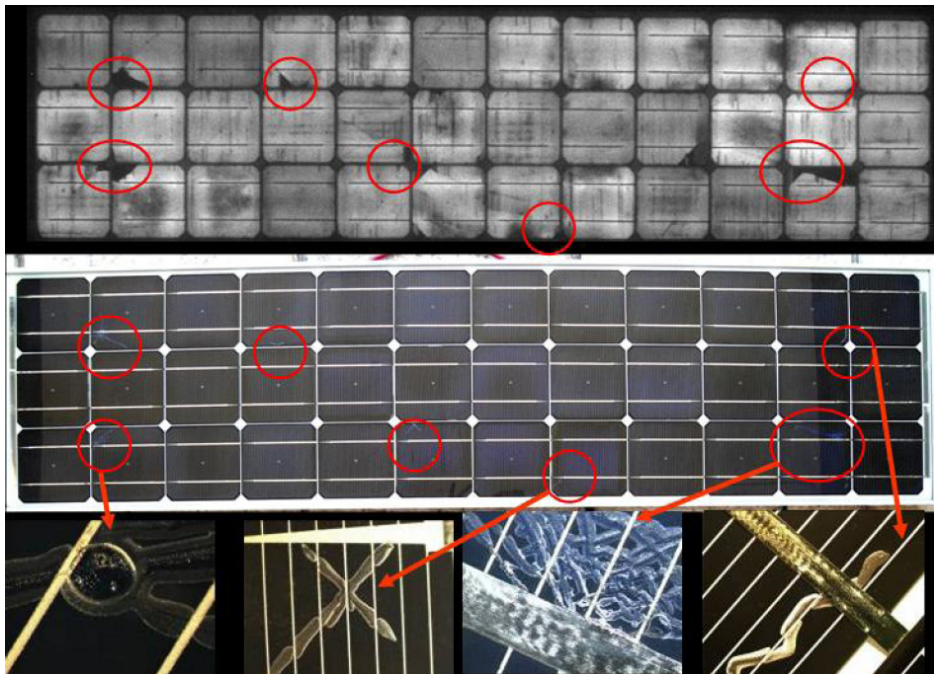


Figura 3.21. De arriba abajo, imagen de electroluminiscencia del modulo fotovoltaico con anomalías, y fotografía de dicho panel con las zonas anómalas indicadas mediante círculos rojos, así como el detalle de algunas de las mismas con alta resolución.

Como se había comentado en la parte introductoria de la presente sección de anomalías en módulos fotovoltaicos, en las imágenes de alta resolución pueden verse algunas de las alteraciones observadas en dichos elementos. Entre, ellas la circunstancia de que las ‘arañas’ de tipo II parecen estar compuestas por una especie de fluido derramado y solidificado, de apariencia translúcida, que incluso forma algo similar a burbujas.

### **3.3 Conclusiones**

En el presente capítulo, se ha considerado por una parte el efecto que las anomalías o bien fallos de suministro pueden ocasionar, tanto a nivel de los elementos ligados a la detección, como directamente por ausencia de operatividad de la estación afectada por dicha circunstancia.

En el análisis se han estudiado casos de descompensaciones y anomalías relevantes en las baterías del sistema. En particular, se ha observado que los fallos de suministro derivados de dichos problemas derivan en descensos de tensión de los PMT's que modifican su ganancia hasta un 5%. Dicho valor no resulta importante, al mantenerse dentro de los rangos lineales de respuesta del elemento, pero sí puede llegar a producir puntualmente algún inconveniente en la toma de datos. En el caso concreto de la versión precedente al actual de la electrónica de lectura, se ha observado que las inestabilidades de las baterías de dichos sistemas fotovoltaicos se tradujeron igualmente en inestabilidades y descensos de tensión progresivos en los PMT's.

Por otro lado, si se considera el sistema de selección de datos (trigger) de alta calidad del experimento, T5, se obtiene que los fallos en los sistemas de acumulación tienen un efecto multiplicativo de calado dentro de la red detectora, de modo que la caída de 200 estaciones se traduce en una pérdida de casi el 80% en el área efectiva del Observatorio. Esta circunstancia y asimismo la precedente evidencian nuevamente la importancia de un control adecuado de los sistemas de alimentación.

Dentro del capítulo y el contexto de los fallos del sistema de alimentación, si bien la mayor parte del trabajo está focalizada en los elementos de acumulación de energía por las razones esgrimidas inicialmente, se han estudiado diversos problemas relacionados en este caso con los módulos fotovoltaicos. En particular y en especial, módulos que presentan anomalías de aspecto filiforme en la superficie del silicio. A estos problemas se incorporan otros como células con un tono anormalmente azulado, así como oscurecido o amarronado en otros casos, ciertos problemas en las pistas conductoras y otros.

Los análisis muestran que estas anomalías presentan consecuencias de funcionamiento que, en el caso de las filiformes, se traducen en pérdidas respecto a los datos de fabricación de hasta el 8.3% en potencia máxima y 6.7% en corriente, dependiendo del número y sobre todo tamaño de dichas anomalías. A pesar de algunos fallos en estaciones ligados a las mismas, los efectos de dichas anomalías a nivel global no se han detectado como graves hasta el presente, si bien es destacable mencionar que han sido detectadas en el 80% de los módulos instalados en el

Observatorio. La hipótesis más factible acerca del origen está en un defecto de fabricación, si bien pueden existir otros factores condicionantes.



## Capítulo 4

# Estudios de envejecimiento de las baterías

Como se ha comentado anteriormente, las baterías constituyen la parte más débil del sistema fotovoltaico, de modo que han de ser sustituidas cada cierta cantidad de tiempo dependiendo del tipo de batería y del uso que reciban. En el caso del Proyecto Pierre Auger, se estima que han de ser reemplazadas en total unas cuatro veces durante los veinte años de tiempo esperado de funcionamiento del experimento. En general, puede afirmarse que el fenómeno de la degradación de las baterías puede permanecer oculto durante largos periodos de tiempo en sistemas fotovoltaicos aislados antes de interrumpirse el funcionamiento de los mismos. Es por ello, que la previsión de la vida media remanente de las estos elementos resulta de gran importancia [39], motivo por el que se ha llevado a cabo un estudio para su evaluación en el presente trabajo.

Por otro lado, es importante tener en cuenta en este punto que las variables más características de una batería son su capacidad y estado de carga, las cuales por su parte son difícilmente medibles o cuantificables sin afectar a la integridad física de las baterías. Es por esta última circunstancia el que sea necesario encontrar un método indirecto para su estimación. En este capítulo se verá, entre otros aspectos, el modo en que la distribución de voltaje de las baterías, definida en el capítulo 2 es, a todos los efectos, utilizable cómo un estimador no sesgado del estado de envejecimiento de las baterías.

En lo que sigue, se estudiarán por separado cada uno de los factores que influyen en el envejecimiento de estos elementos, así como su manifestación y observación dentro de la propia función de voltaje del acumulador.

### 4.1 Factores que influyen en el envejecimiento.

#### 4.1.1 Envejecimiento estándar: ciclado

El ciclado es el considerado como el efecto dominante en el proceso de envejecimiento de las baterías. Como se ha visto, los sucesivos procesos de carga-descarga (denominados ciclado diario de la batería) provocan pérdidas en mayor o menor medida insalvables en la sustancia reactiva de la batería. Como se ha comentado en capítulo 2, dichas pérdidas provienen de desprendimientos de material

activo (Sulfato de Plomo en este caso) que se produce en los propios bornes de la batería, predominantemente en el ánodo. Esta circunstancia se traduce en una pérdida progresiva de la capacidad química intrínseca de almacenamiento de la batería, hecho que se puede denominar envejecimiento normal del acumulador.

Como se ha visto anteriormente, un envejecimiento de las baterías se traduce en un aumento de la resistencia interna, causado por la variación en la densidad del electrolito. Este hecho se manifiesta en un factor restado en descarga y otro añadido en carga (ver ecuaciones (1.6) y (1.7)), que provoca una dispersión en los valores de voltaje susceptible de inducir asimismo un leve ensanchamiento del pico de descarga de la distribución de voltaje de la batería hacia su parte derecha, unido a un ligero descenso en su valor medio. De modo intuitivo y simplificado, puede decirse que la batería se descarga más rápidamente cuanto mayor es su deterioro, y esta circunstancia unida a lo anteriormente expuesto se utiliza como base para el estudio de envejecimiento. El modo en que esto se lleva a cabo, se expondrá al final de este capítulo.

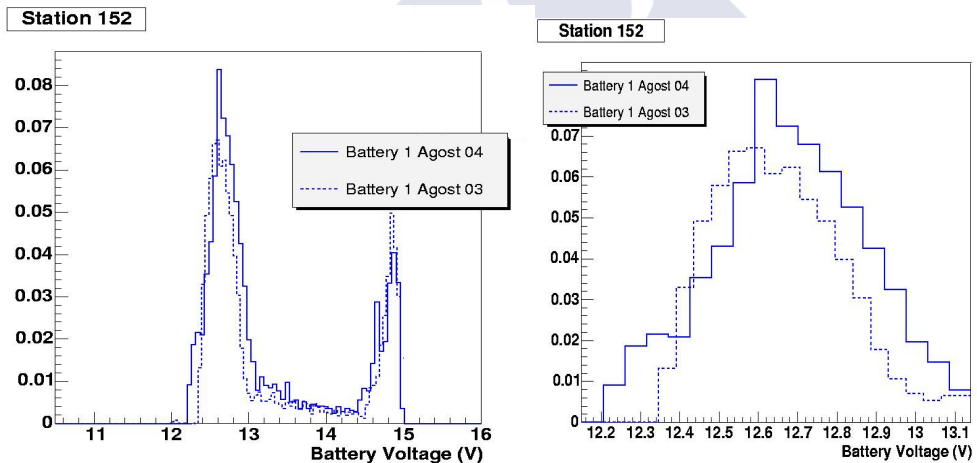


Figura 4.1: En la parte izquierda, las distribuciones de voltaje de la batería 1 de la estación número 152 en Agosto de 2003 y 2004 superpuestas. En la derecha, detalle de los picos de regulación.  $\sigma_{\text{ago } 03} = 0.171$   $\sigma_{\text{ago } 04} = 0.209$  Siendo “ $\sigma$ ” la anchura de resultado de realizar el ajuste de los picos de descarga a una función gaussiana.

Por el momento, simplemente a modo de ejemplo de envejecimiento típico respecto a la instalación del elemento y de la estación dentro del Observatorio, se muestran en la Figura 4.1 las distribuciones de voltaje de una de las baterías de la estación 152, considerada como una de las de comportamiento más estándar, en dos

años consecutivos. En ella, se puede ver cómo se produce un apreciable ensanchamiento de la distribución de voltaje en régimen de descarga de un año para otro. De hecho, se indica en el pie de figura que la anchura se modifica de 0.171V a 0.209 (resultado del ajuste del pico de descarga a una función de Gauss).

#### **4.1.2 Envejecimiento anómalo.**

El envejecimiento normal de las baterías en el modo en que se ha descrito puede verse acelerado considerablemente por diversos factores agrupados en el término de envejecimiento anómalo. A continuación se resumen los más destacados:

##### **a) Descarga profunda:**

El envejecimiento puede verse incrementado y agravado ostensiblemente si se producen descargas profundas de la batería, debido a que el tamaño de los cristales de sulfato formados es considerable y se desprenden con mayor facilidad. Al mismo tiempo, si la descarga fuese lo bastante profunda, los agregados formados serían demasiado grandes como para poder ser disueltos durante la carga, esto se traduce en lo se denomina una batería “sulfatada” (a efectos de manejo, sin vida útil) y tan sólo recuperable, en algunos casos, sometiendo la batería a una sobrecarga considerable o incluso a determinados procedimientos mecánicos descritos en [40]. En todo caso, se trata de una anomalía severa.

En las baterías del experimento [41], se han observado numerosos casos de descargas excesivamente profundas que podrían ser asimismo acentuadas por el establecimiento de un voltaje de corte por baja excesivamente reducido. Ha de comentarse que, debido a decisiones ajenas al sistema fotovoltaico y fundadas en razones de aumento de los porcentajes de adquisición, el “corte por baja” del regulador, que aseguraría la integridad de la batería, está inhibido funcionando exclusivamente un corte laxo a 10V asociado al funcionamiento de la electrónica de lectura. En la Figura 4.2, se muestra a modo de ejemplo la distribución de voltaje de las baterías de una de las estaciones del experimento (número 155) recientemente instalada. En ella, se puede observar como existe una parte de la distribución correspondiente a niveles de voltaje por debajo de los valores de seguridad (en torno a 11.5 V en este caso) para una de las dos baterías instaladas en dicha estación. En este ejemplo, se trataba de una descarga profunda puntual inducida por el estado inicial de asentamiento que, al no haber sido excesivamente prolongado en el tiempo, no tiene efectos secundarios destacables.

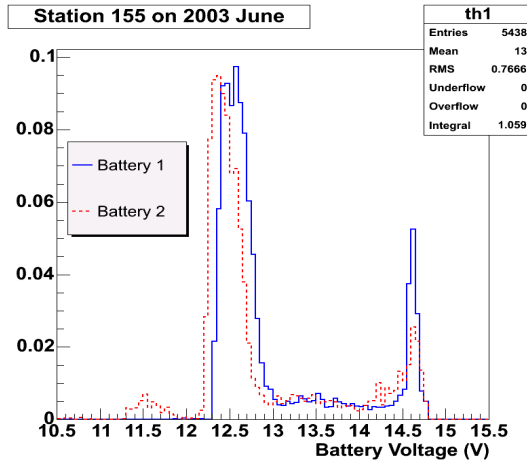


Figura 4.2: Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 155 en Junio de 2003 (en azul y línea continua la batería 1)

#### b) Gasificación-corrosión:

Este es un efecto de gran importancia de cara a la degradación de las baterías, preferentemente en climas cálidos. Se manifiesta cuando la concentración de ácido del electrolito es demasiado elevada o demasiado baja, así como cuando el volumen de líquido del electrolito se encuentra en niveles relativamente bajos, típicamente a causa de una excesiva pérdida de agua sin reposición durante el proceso de sobrecarga de la batería. Este último efecto es particularmente notable en baterías con mantenimiento. Los efectos de la corrosión resultan notablemente perjudiciales para la batería y es una circunstancia que por ende se debe controlar de un modo razonablemente estricto en todas las vertientes en que pueda manifestarse y ser detectada. En particular, en lo concerniente al Observatorio Sur, además del tipo de anomalía que se describe en la siguiente sección, y que involucra de modo acusado la corrosión, se ha podido constatar que varias de las baterías del experimento presentan un exceso de sobrecarga, y por tanto gasificación, que, de modo esperable, derivará en su envejecimiento prematuro. En la Figura 4.3, se muestra la distribución de voltaje de una de esas baterías (recuérdese que se considera que tensiones por encima de 15V incurrir en un exceso de sobrecarga).

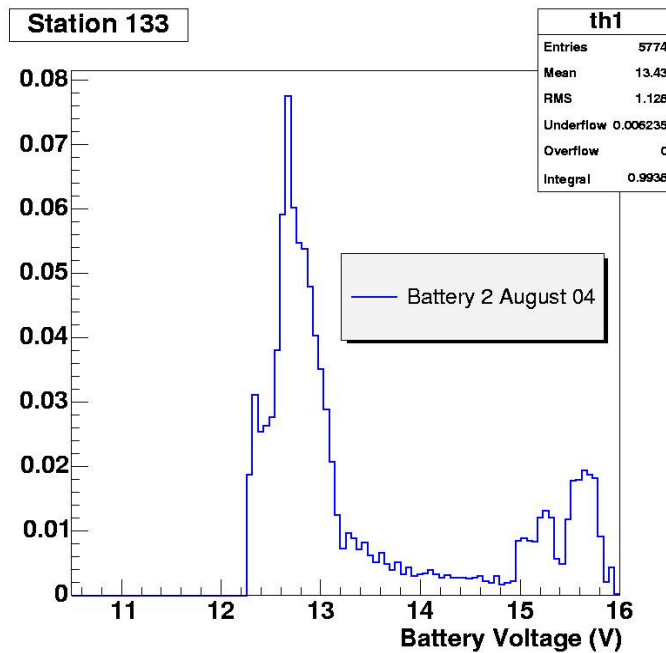


Figura 4.3: Distribución de voltaje de la batería 2 de la estación 133 en Agosto de 2004.

**c) Estratificación:**

Como se ha visto anteriormente, este proceso consiste en la aparición de un gradiente de concentración en el electrolito de la batería debido a la desigual densidad de corriente que existe a lo largo de los bornes a causa de su resistencia interna. La estratificación deriva en un aumento de dicha resistencia, unido a la aparición de corrosión en las partes altas (concentración de ácido pequeña) y bajas (concentración alta) de los bornes. Indudablemente, se trata de un proceso perjudicial para las baterías que, como se había comentado, trata de limitarse mediante la aplicación de pequeñas sobrecargas diarias, de modo que se produzcan un suficiente burbujeo que homogenice el electrolito. Por tanto, los problemas que pueda estar presentes en el proceso de regulación de carga de la batería pueden traducirse en la aparición de la estratificación si de ellos deriva que la batería no alcance un SoC adecuadamente elevado como para dar lugar a la suficiente electrolisis en el seno del electrolito.

Por otro lado, es de esperar que el hecho de que se incremente la resistencia interna de la batería con el proceso de estratificación se manifieste, al igual que el

envejecimiento acelerado por descarga profunda, en una modificación excesiva o anómala de la región de descarga de la distribución de voltaje de la correspondiente batería. Se han encontrado casos, que se comentarán con más detalle en el próximo capítulo, que presentan distribuciones atribuibles a un proceso de estratificación. La Figura 4.4 muestra como el ensanchamiento sufrido por la distribución de voltaje de una batería candidata a presentar estratificación bajo los supuestos indicados resulta mucho más acusado que en el caso del envejecimiento normal que se mostró en el apartado correspondiente al ciclado. Ambas distribuciones fueron realizadas en el mismo periodo de tiempo considerado en el ejemplo de la Figura 4.4., para evitar sesgos debidos a efectos meteorológicos. Ello ejemplifica y evidencia de modo extremadamente notable el tipo de comportamiento que manifiestan estas anomalías que deben ser consideradas de importante severidad.

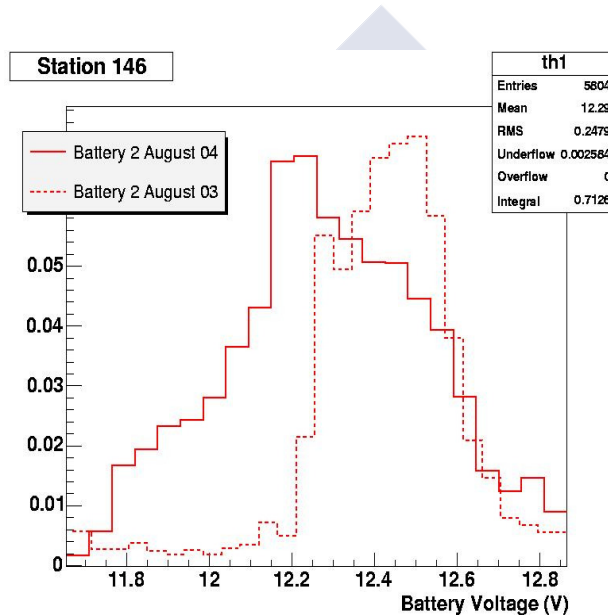


Figura 4.4: Distribuciones de voltaje de descarga de la batería 2 de la estación 146 en Agosto de 2003 (línea continua) y 2004 superpuestas.

## 4.2 Estimación del estado de envejecimiento de las baterías.

Para tratar de caracterizar el estado de envejecimiento de las baterías, se recurre de modo generalizado a la modificación descrita que hipotética y, como se verá, experimentalmente en más detalle, sufren las distribuciones de voltaje de descarga durante el envejecimiento de las mismas (corrosión, pérdida de material

activo, etc.), es decir, a los fenómenos que hacen aumentar su resistencia interna global y por tanto disminuir su capacidad.

A pesar de que no ha habido estudios lo suficientemente exhaustivos o aplicables a este respecto, entre los que se cuentan varios intentos mediante simulación de condiciones de operación [39, 42, 43, 44], así como de tests de ciclado emulando condiciones de trabajo en sistemas fotovoltaicos [45, 46, 47], en [48] había sido presentado un primer método de evaluación de estado de envejecimiento basado en el modelado de la distribución de voltaje de una batería y comparación en de la distribución resultante considerada como patrón, con la que se observe experimentalmente para esa batería en distintos momentos de su vida útil. Entre los fundamentos de lo que se mostrará en el presente capítulo, se encuentra como principal denominador común con dicha metodología el uso de la distribución de voltaje de la batería como herramienta para el estudio de su envejecimiento.

#### **4.2.1 Envejecimiento. Observación experimental.**

Durante el estudio que se mostrará a lo largo del presente capítulo, de todos los regímenes de trabajo existentes en los acumuladores, así como sus correspondientes regiones en lo concerniente a las distribuciones de voltaje, definidas y descritas en la sección 3.2.2, el trabajo se focaliza en el modo de operación bajo el cual la batería se encuentra en estado de descarga, dado que en esas circunstancias la batería se encuentra a efectos desconectada del suministro de los módulos fotovoltaicos. Este tipo de estudio, puede realizarse debido a las condiciones particularmente propicias de funcionamiento del experimento, con un consumo constante, lo que hace que durante el periodo de descarga, los valores de voltaje no se encuentren enmascarados con ningún otro factor asociado al sistema. De esta forma, las observaciones que puedan establecerse de su modo de trabajo, así como de su distribución de voltaje (pico de descarga), provendrán de un modo lo más libre posible de contaminación y bajo sus propias características de funcionamiento con la salvedad de los efectos asociados a los efectos estacionales ligados a temperatura y niveles medios de irradiación.

En la Figura 4.5, se muestra ejemplificadamente el modo en que evoluciona de forma experimental la distribución de voltaje de descarga de una batería a lo largo del tiempo. Como se puede ver, en un principio la distribución muestra una estructura simétrica bien ajustable a una distribución de Gauss, mientras que una vez ha sido superado este periodo inicial de estabilización o posible finalización en la

formación de las placas<sup>6</sup> [49, 50], de duración que oscila entre tres y cuatro meses, la estructura de la distribución se torna asimétrica en dirección de valores crecientes de voltaje. Una vez alcanzado dicho estado, considerado a efectos como el inicial, puede observarse el modo en que se produce un ensanchamiento paulatino de la distribución de voltaje a lo largo del tiempo, así como una leve disminución en su valor promedio.

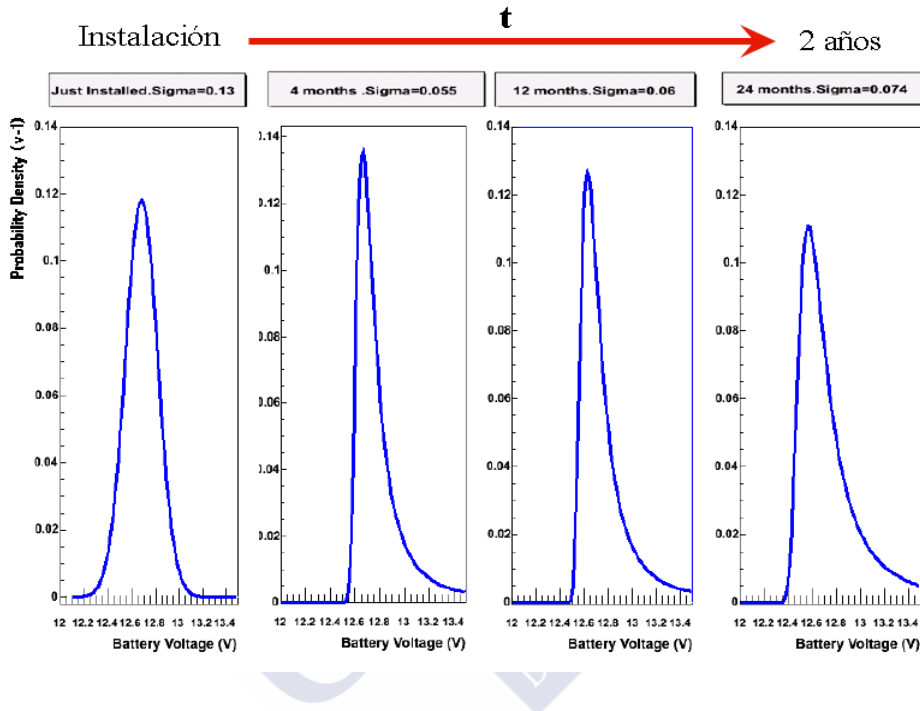


Figura 4.5: *Distribuciones de voltaje de descarga a lo largo de dos años para un conjunto de baterías del Observatorio Pierre Auger, ajustadas para indicativo visual a funciones de Gauss en el primer caso y Landau en los restantes.*

Con el fin de describir, controlar y parametrizar las modificaciones que dichas distribuciones de voltaje de descarga experimentan a lo largo del tiempo, se utilizan dos metodologías que se mostrarán a continuación: una que utiliza como

<sup>6</sup> La formación de placas es un proceso mediante el cual las partes fundamentales de los materiales homogéneos de las placas utilizados en el proceso de fabricación de las baterías de este tipo son convertidos en dióxido de plomo en los electrodos positivos y plomo poroso en los negativos. Las placas de baterías están a menudo incompletamente formadas y presentan grandes remanentes de otros materiales ( $\text{SO}_4\text{Pb}$ ,  $\text{PbO}$ ) que inducen una capacidad inicial significativamente inferior a los valores nominales. Esta formación inicial deficiente puede ser compensada normalmente mediante un ciclado inicial adecuado, pero en sistemas fotovoltaicos aislados no puede asumirse que siempre sucederá debido a la disposición de corriente de carga intrínsecamente aleatoria.

cuantificador la raíz cuadrada del error cuadrático medio (root mean square error, RMSE), y otra que se fundamenta en el estudio del ajuste a una función de Weibull de dichas distribuciones. En este trabajo, se presenta una evidencia de la validez de dichos métodos así como una comparación de su sensibilidad.

#### **4.2.2 Definición de variable: RMSE.**

El RMSE entre distribuciones de voltaje de descarga se propone como estimador de las modificaciones en las que se traduce el envejecimiento de las baterías en dichas distribuciones. Como se ha dicho, esta variable había sido utilizada de forma semejante en condiciones de simulación [48], de modo que se proponía una relación teórica entre el incremento de dicho valor y la pérdida de capacidad por parte del acumulador, sin existir un regulador de carga. En este capítulo, se mostrará una metodología que comprende los resultados de la utilización y análisis experimentales de dicha variable aplicados sobre los datos de monitorización de alta estadística de las baterías del Observatorio Pierre Auger durante periodos de tiempo prolongados.

En la metodología planteada, una vez se comprobó empíricamente que el comportamiento de estos elementos está sujeto a numerosos parámetros propios no suficientemente controlables y que, por tanto no resulta viable establecer un patrón modelo o estadístico, se hace necesario utilizar como referencia para cada acumulador sus propias características iniciales. De esta forma, el cálculo del RMSE para el estado de una batería en un periodo de tiempo dado, relativo a su estado inicial una vez éste se ha estabilizado, cuantificará la alteración sufrida por parte de la distribución de voltaje de descarga de la batería en el intervalo de tiempo transcurrido desde el instante inicial al considerado. En este caso, y a la vista de la ecuación (4.1), este factor es una cifra que da cuenta de discrepancias entre dichas distribuciones, ya provengan éstas de diferencias en forma, anchura o valor medio, si bien como se ha visto, la forma permanece relativamente estable durante una parte importante del periodo de vida útil.

Se define como:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_1^{N_V} [f_A(V_i) - f_R(V_i)]^2}{N_V}} \quad (4.1)$$

Donde “ $V_i$ ” representa el intervalo de voltaje utilizado para obtener la distribución de voltaje, “ $N_V$ ” hace referencia al número total de intervalos o bins, mientras que

“ $f_A(V_i)$ ” y “ $f_R(V_i)$ ” representan la densidad de probabilidad en el momento objeto de estudio y la de referencia respectivamente para cada intervalo  $V_i$ . En el presente trabajo, se han tomado 100 intervalos comprendidos entre 10.5V y 13.2V. El número de intervalos viene definido por un buen compromiso entre la forma de la distribución de datos y población de muestreo por intervalo.

La metodología planteada y aplicada consiste en la evaluación de dicho parámetro a lo largo de grandes periodos de tiempo para cada estación, de forma que se pueda establecer una identificación y correlación entre el comportamiento de este valor con el tiempo y el estado de envejecimiento operativo por parte de las baterías. Dada la gran cantidad de datos de muestreo disponible, se puede llevar a cabo un trabajo de tipo estadístico que permita definir los límites de “normalidad” independientemente de modelo y por tanto asistemático.

Es importante mencionar en este punto, y como se verá más adelante, la importancia que adquiere el factor de la temperatura en el comportamiento de las baterías y sus correspondientes distribuciones de voltaje, el cual apantalla los resultados en tal modo de poder afirmar que dicho efecto es en magnitud comparable al envejecimiento en sí, de forma que por consiguiente sus consecuencias han de tenerse en cuenta y corregirse, de nuevo de modo estadístico, adecuadamente para depurar los resultados en lo posible.

### **4.2.3 Distribución de Weibull.**

Análogamente a como se planteaba el uso del RMSE y bajo los mismos supuestos, se propone por lo adecuado de sus fundamentos y adaptabilidad a diversos tipos de comportamiento, el ajuste a una función de Weibull como algoritmo estimador del comportamiento de acumuladores en lo concerniente a sus distribuciones de voltaje. Su densidad de probabilidad está definida en la ecuación (4.2).

$$f(x) = \beta^{-\alpha} x^{(\alpha-1)} \exp\left[-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha\right] \quad (4.2)$$

Donde  $\alpha$  y  $\beta$  son constantes adimensionales denominadas respectivamente “parámetro de forma” y “parámetro de escala”.

El parámetro de forma da una idea acerca de la forma de dicha función, de modo que cuando su valor es 3.6 la función es simétrica, mientras que cuando es mayor que 3.6 está negativamente sesgada y viceversa (siempre que sea mayor que

1). Por otra parte, el parámetro de escala, como sucede con cualquier distribución de probabilidad, está relacionado con la anchura de la distribución o con cuán dispersos se encuentran los datos en base a los cuales ésta se conforma. Asimismo este factor se vincula directamente con el promedio de dicha distribución en los rangos de valores del parámetro de forma en que se mueven estas distribuciones para el presente caso de estudio (ver ecuación (4.3)), es decir, mayores que 1.

$$\langle x \rangle \equiv \int_0^{\infty} x \cdot f(x) = \beta \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right) \quad (4.3)$$

Donde “f(x)” es la función de densidad de probabilidad de Weibull, definida en (4.3), y “Γ” es la función gamma de Euler. Esta última función puede verse en la Figura 4.6 que presenta valores próximos a 1 en el rango 1-2 (es decir, parámetros de forma entre 1 e infinito a la vista de (4.3)).

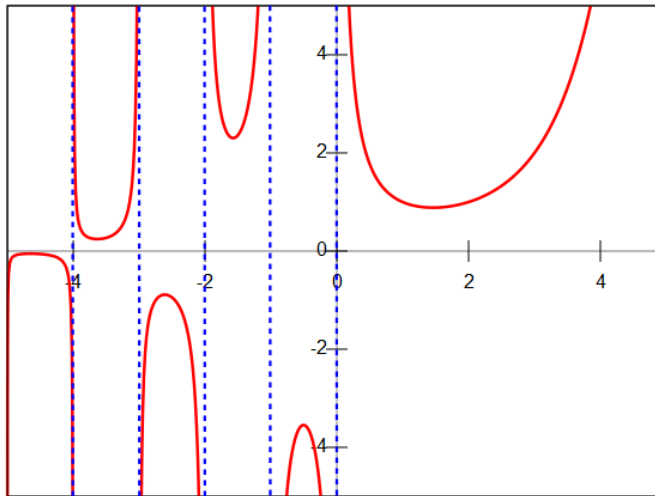


Figura 4.6: *Función gamma de Euler.*

En esta sección del presente estudio, es precisamente este parámetro el que se tendrá en consideración a la hora de establecer un modo de control del envejecimiento de los acumuladores. En la figura 4.7, se puede observar el modo en que, para los rangos de valores habituales en las baterías del Observatorio Pierre Auger, ambos factores de la función de Weibull se correlacionan con modificaciones en las distribuciones. En dicha figura, se pone de manifiesto que las variaciones a efectos comparables de ambos parámetros de la función de densidad de Weibull se

traducen en consecuencias notablemente más relevantes en el caso de que éstas se apliquen sobre el parámetro de escala. Tanto esta circunstancia como el hecho de que dicho parámetro sea el que incluye el tipo de modificaciones predominantes de cara al envejecimiento, es decir, en dispersión y no forma, son las razones que subyacen a la mencionada elección.

La metodología planteada en este caso es integralmente análoga a la que se presentaba en el apartado anterior mediante la evaluación del RMSE, así como en aquel caso resulta igualmente relevante mencionar la influencia de la temperatura en ella y que es importada directamente del comportamiento al que estos elementos están sujetos intrínsecamente en función de dicha variable, razón por la cual este factor ha de tenerse en consideración y corregirse igualmente para la utilización del parámetro de escala de la función de Weibull como variable sensible cuantificadora del estado de envejecimiento de las baterías.

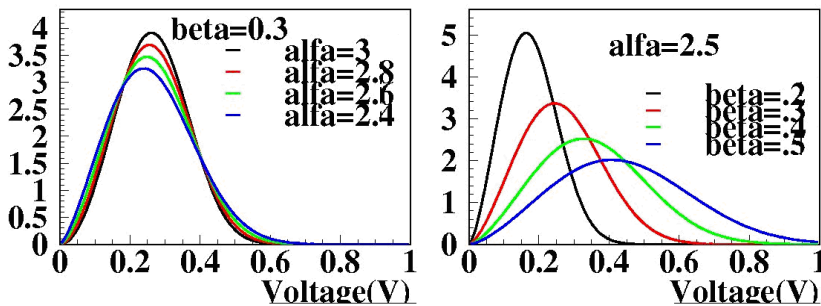


Figura 4.7. Izquierda: modificaciones sufridas por parte de una función de densidad de Weibull de parámetro de escala fijo y forma variado en los rangos de interés. En la parte derecha se muestra lo recíproco para el parámetro de escala.

### 4.3 Resultados obtenidos.

En la presente sección, se mostrarán los resultados principales obtenidos mediante la aplicación de los métodos propuestos para la cuantificación y control del estado de envejecimiento de los acumuladores del experimento, así como en general de aquellos cuyo fundamento de operación y puesta en funcionamiento sea análogo a dichos elementos, circunstancia, como se ha mencionado, de notable proliferación en el ámbito de los sistemas fotovoltaicos aislados.

### **4.3.1. Influencia de la temperatura.**

Como se ha visto en la parte introductoria de la presente metodología, el modo esencial en base al que está construida es la distribución de voltaje de las baterías. Por otro lado, tanto en dichos sectores del trabajo como en el Capítulo 2, había sido explicitada la influencia intrínseca e ineludible de la temperatura en el comportamiento de estos sistemas químicos. De esta forma, cabe esperar que el modo en que dicho efecto se manifieste y actúe dentro de los algoritmos que se han planteado sea directamente a través de las distribuciones de voltaje.

En la Figura 4.8 puede verse el modo en que esta circunstancia se manifiesta de forma experimental, y con un nivel de estadística elevado, para los valores de voltaje adquiridos por parte de dichos elementos durante la descarga, dado que es en dicho régimen de funcionamiento cuando se ha visto que se efectúa el análisis en lo concerniente al envejecimiento. Resulta de notable evidencia el hecho de que los valores de tensión en descarga se relacionan tanto con un incremento en su magnitud con la temperatura como en la dispersión de los mismos. Ello está en directa consonancia con el comportamiento esperable apriorísticamente, tanto en lo que respecta al aumento de resistencia interna de la batería a medida que la temperatura disminuye como en la circunstancia intrínseca a la que dichas modificaciones en temperatura están ligadas, que es un déficit de radiación. El aumento de resistencia interna se traduce en una mayor dispersión de los datos, inducida por una más rápida pérdida de tensión, mientras que la disminución tanto de los niveles de radiación como de temperatura van asociados a un descenso del valor medio. Ambas circunstancias se recogen en la Figura 4.9, donde se evidencian gráfica y cuantitativamente dichas características, resaltando en su parte superior en qué medida se tornan notables en los extremos estadísticamente significativos.

Resulta destacable mencionar asimismo el descenso local más acusado que se observa en valores mínimos de voltaje en torno a 2 grados de temperatura, el cual se encuentra en vías de estudio pero en este punto cabe indicar que no se considera completamente descartable que exista una relación entre dicha circunstancia y algún “cambio de fase” en el seno del electrolito. Esto último no tendría razón de estar forzosamente ligado a un cambio de fase en el sentido convencional, dado que es sabido que el estado de carga de este tipo de electrolito ha que encontrarse en estados límite de descarga para resultar congelado en el entorno de 0 grados Celsius [1], pero sí dentro del comportamiento químico en sí de dicho sistema y la tecnología utilizada en su diseño.

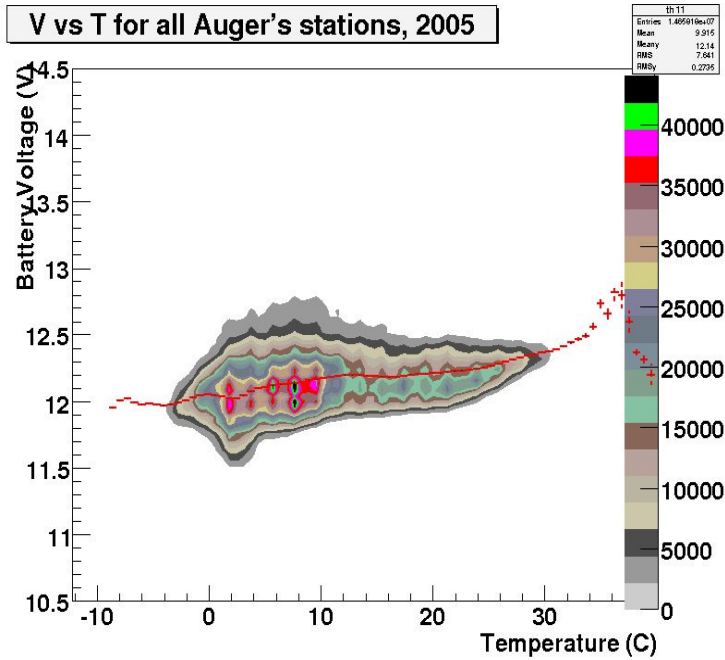


Figura 4.8. Voltaje en descarga en función de la temperatura durante el año 2005 para todas las estaciones instaladas una vez seleccionados los datos estadísticamente. La línea indica el valor medio en cada bin una vez ajustados los datos dentro de él de forma gaussiana.

Lo que se muestra en las figuras 4.8 y 4.9 indica, por un lado, las limitaciones/necesidades que impone el efecto de la temperatura a la hora de cuantificar y controlar tanto las eventualidades asociadas al funcionamiento de los acumuladores como su envejecimiento, mientras que por otra parte muestra herramientas disponibles para su compensación y corrección. Dentro de estas últimas, y particularizando al segundo de los métodos planteados, en la Figura 4.10 se muestra la forma en que la temperatura y las oscilaciones periódicas estacionales asociadas a ella sobre las distribuciones de voltaje se manifiestan de modo directo sobre los parámetros de la función de densidad de Weibull resultante del ajuste de las distribuciones de voltaje de descarga, por un lado en una batería con comportamiento considerado estándar y por otro en una cuyo electrolito está estratificado. Nótese en la parte superior de dicha figura el modo en que en ambos casos el parámetro de escala muestra una fuerte dependencia estacional que además enmascara en notable medida el envejecimiento. En la parte inferior de dicha figura,

puede verse como dicha dependencia representada en términos de temperatura resulta fácilmente corregible dentro de esta última metodología.

En lo concerniente al método fundamentado en el cálculo del RMSE, la corrección se puede establecer tanto de modo análogo una vez evaluado con estadística elevada en un rango temporal que incluya modificaciones importantes de temperatura (ver Figura 4.10), como reconstruyendo las distribuciones de voltaje utilizando los comportamientos mostrados en las figuras 4.8 y 4.9. Los resultados obtenidos por ambas vías resultan equivalentes en un 95%.

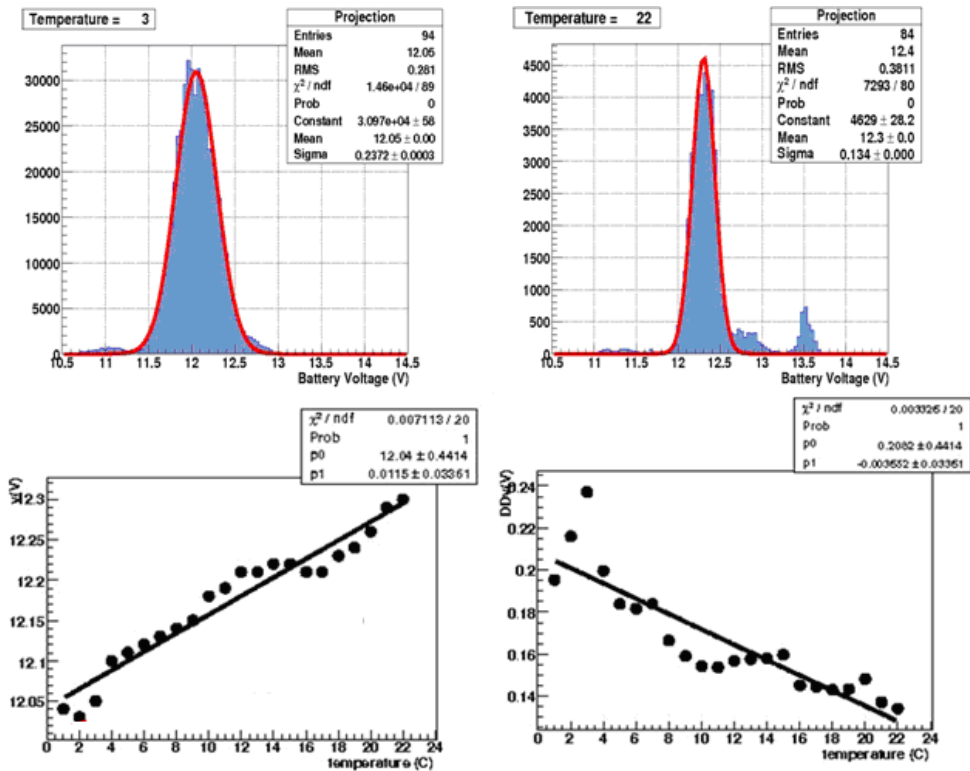


Figura 4.9. En la parte superior se muestra las distribuciones de voltaje de la Figura 4.8 a 2 y 22 grados centígrados respectivamente, mientras que en la inferior el valor medio y anchura de las distribuciones e voltaje resultantes de efectuar cortes a temperatura constante en dicha figura.

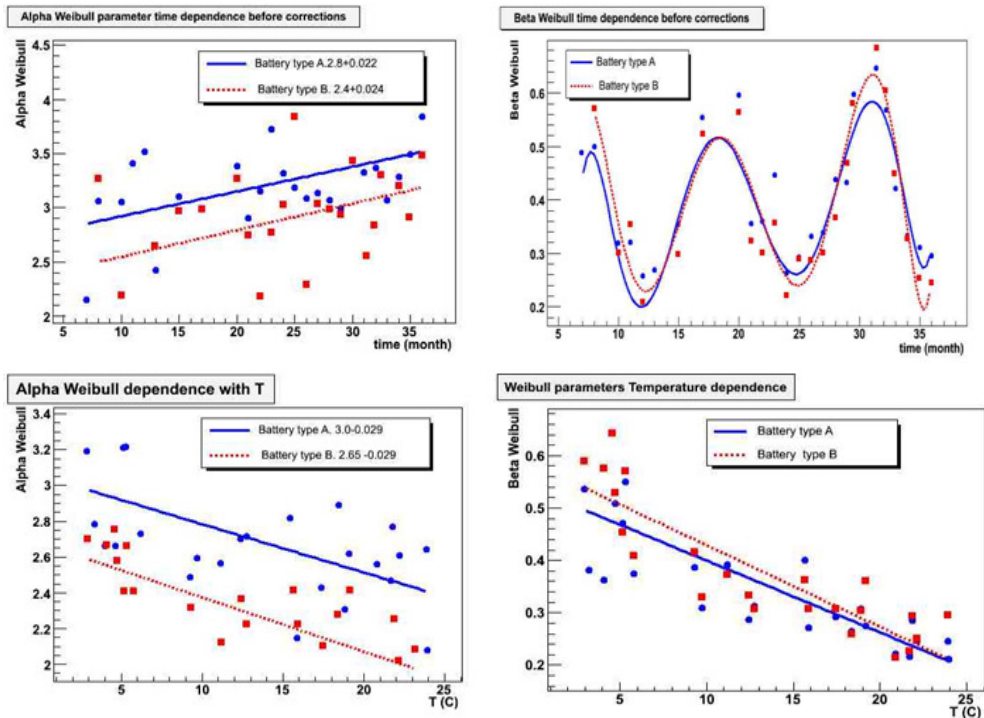


Figura 4.10. En el sector superior, se muestra la dependencia de los parámetros de forma y escala del ajuste a una función de Weibull a lo largo del tiempo para las distribuciones de descarga de una batería con comportamiento estándar y una sometida a un proceso de estratificación. En el inferior se representa lo mismo frente a la temperatura promedio mensual ajustado a funciones lineales.

### 4.3.2. Parámetros a considerar.

Durante el desarrollo del presente estudio de envejecimiento de los acumuladores del Observatorio Pierre Auger, así como en general dentro de cualquier evaluación que involucre la evolución de estos sistemas, es necesario considerar la sensibilidad a ciertos aspectos que teóricamente influyen en el modo de operación de estos elementos.

Es un hecho general que en el seno de dicho experimento, así como en lo que concierne a cualquier sistema fotovoltaico aislado, sus distintos componentes, y por lo que se ha visto con anterioridad más si cabe los acumuladores, han de enfrentarse a diferentes condiciones de operación, diferentes eventualidades dentro de su ciclo útil de operación, diferentes causas para el fin de dicho ciclo y una serie

de condicionantes que se traducen finalmente en diferentes tiempos de funcionamiento para dichos elementos. Como se comentaba, los detalles o condiciones de instalación en general no suelen ser esencialmente relevantes para los módulos fotovoltaicos o los reguladores, pero sí se consideran para las baterías, y en algunos casos pueden resultar decisivos. De esta forma han de ser tanto tenidos en cuenta como estudiados dentro de los métodos propuestos, destacando en cualquier caso como se ha visto, el estudio de vida útil.

En lo que sigue se resumen los principales parámetros a considerar:

→ *Condiciones meteorológicas durante la instalación.*

Como se ha comentado, las baterías una vez finalizado su proceso de fabricación, en numerosos casos, no están completamente formadas o estabilizadas las placas, lo cual se traduce en una capacidad inicial levemente reducida. Esta circunstancia, unida a la posibilidad de, en caso de transcurrir un tiempo suficiente desde la última carga hasta la instalación, no haya sido correctamente corregida la auto-descarga de dicho elemento mediante una recarga, se traduce en que resulte notablemente más acusado y relevante el efecto potencial de las condiciones meteorológicas durante el proceso de instalación (o en general el efecto estacional). De esta forma, las baterías que sean instaladas en verano estarán esperable y estadísticamente de partida en mejores condiciones de operación que aquellas que sean puestas en funcionamiento durante la estación invernal. Esto es aplicable tanto a la notoria diferencia en cuanto a irradiación disponible (en horas e intensidad), como a la temperatura, la cual se ha visto que tiene un efecto destacable en el funcionamiento de estos sistemas.

→ *Tiempo de almacenamiento previo a la instalación.*

Las baterías del experimento, así como puede suceder comúnmente en el ámbito de la fotovoltaica y otros campos de aplicación, pueden permanecer almacenadas durante periodos de tiempo relativamente largos. Esto puede traducirse, como se mencionaba, además de una inevitable y poco deseable auto-descarga, en un estado inhomogéneo del electrolito. Resulta esperable que dichas eventualidades se traduzcan en un empeoramiento de las condiciones del acumulador, una pérdida de su capacidad e incluso vida útil a causa de diversos fenómenos vistos, como corrosión, pérdida de material activo, mayor dificultad para la finalización de la formación de las placas, etc. Es por ello que resulta relevante que dichos tiempos de almacenaje no sean excesivos, sin control, sin recargas periódicas e incluso cierta agitación de dichos elementos. Otro modo de evitar los problemas asociados al almacenamiento es la compra de las baterías “secas”, esto es

sin electrolito añadido y proceder al llenado exclusivamente inmediatamente antes de su uso.

→ *Eventualidades durante el tiempo de vida útil.*

Existen numerosas circunstancias que pueden manifestarse en los sistemas fotovoltaicos a lo largo del periodo útil de funcionamiento de sus acumuladores y que resultan de relevancia, tanto para el modo de operación y servicio de dichos elementos como para la permanencia en el tiempo del mismo. Dentro de tales eventualidades, se encuentran posibles desconexiones en el seno del sistema, problemas en los módulos fotovoltaicos en sí, deficiencias en su suministro causadas por polvo o nieve recubriéndolos, reguladores en condiciones inadecuadas como problemas en la frecuencia de los pulsos de corriente asociados, granizo, fuertes vientos e incluso el sumergimiento de los sistemas debido a las fluctuaciones hídricas del entorno.

→ *Diferentes procedimientos de fabricación.*

Como se ha visto, todos los acumuladores del Observatorio Pierre Auger son de tipo plomo-ácido con bajo mantenimiento, así como suministrados por el mismo fabricante. A pesar de todo ello, durante el transcurso del año 2006 el fabricante modificó sustancialmente los procedimientos de fabricación. Esto se tradujo en una serie de modificaciones en el comportamiento de los sistemas una vez recibidos en el edificio de ensamblaje del Observatorio, así como en varios casos una vez instalados. Dichas modificaciones incluyen una variación de curvas de descarga de fábrica, una proporción notablemente mayor de baterías en condiciones deficitarias en cada lote, así como mayor proporción de caídas en las estaciones.

→ *Causas de fallo.*

Como se ha visto, la mayor parte de los fallos y envejecimiento en el sentido amplio existente en el seno de los sistemas de acumulación provienen del ciclado, así como de diversos problemas químicos relacionados con la degradación del electrolito y los componentes internos de las baterías, que fomentan o catalizan un envejecimiento más o menos acelerado en función de la gravedad del caso y el tipo (sulfatación, corrosión, etc.). En ese sentido, y al igual en que en los casos anteriores, resulta de interés evaluar tanto la posible sensibilidad a este tipo de circunstancias dentro de los métodos propuestos, como de ese modo categorizarlas y controlarlas.

### **4.3.3. Metodología RMSE.**

La vida esperada de un acumulador de las características de los instalados en el Observatorio, definida en este caso como el tiempo transcurrido durante su operación hasta que su capacidad se ve reducida a un 80% de la nominal, es como se ha visto de en torno a 4.5 años. Dicha vida media está sujeta a notables fluctuaciones en casos como los presentes en el experimento, oscilando entre 7 años para algunos de dichos casos y menos de 2 para otros.

Como se ha visto, cada acumulador es asimismo una entidad característica con sus circunstancias de operación particulares a lo largo de su vida útil, así como sus eventualidades, ‘accidentes’, etc. De este modo, las variables son numerosas y no resulta factualmente viable encontrar dos acumuladores bajo idénticas condiciones. De este modo, el extender, evaluar y generalizar lo suficiente cualquier metodología resulta más complejo e intrínsecamente limitado. En ese sentido, tanto en lo que respecta a los resultados obtenidos para la metodología fundamentada en el RMSE como la basada en el análisis del parámetro de escala de la función de Weibull, resulta necesario considerar una casuística suficiente como para que resulte factible la incorporación en el estudio de los parámetros detallados en la sección anterior.

Para todo ello, y teniendo en cuenta las citadas dificultades existentes en cuanto a la disparidad de casos a lo largo del periodo de construcción del Observatorio, así como en el seno del mismo, se ha seleccionado como muestra un conjunto completo de diez baterías tipo que se caracterizan resumidamente en la Tabla IV.I, y cuya significatividad respecto a la casuística global observada resulta notable.

En cuanto a la terminología empleada en dicha tabla, se considera almacenaje ‘largo’ si éste se ha prolongado durante un periodo de tiempo superior a dos meses, ‘medio’ se considera de entre 2 semanas y 2 meses, mientras que ‘corto’ es aquel almacenaje durante un periodo inferior a 2 semanas. En lo que concierne a la nomenclatura que hace referencia al tiempo de vida, se denomina un periodo de vida útil ‘corto’ a aquel que resulta inferior a 4 años, ‘medio’ al que se encuentra entre 4 y 5, y largo al que es mayor de 5 años [51].

Como ejemplo esto último, la estación tipo 152, posee todas las características para ser considerada referencia de un comportamiento estándar y equilibrado. En la Figura 4.11, se muestran sus distribuciones de voltaje en Diciembre de 2004 como referencia inicial, donde puede apreciarse lo altamente equiparable de ambas distribuciones entre sí, así como lo adecuado de las mismas.

<b>Tipo Estación</b>	<b>Estación de instalación</b>	<b>Tipo de producción</b>	<b>Almacenaje (antes de instalación)</b>	<b>Accidentes en vida útil</b>	<b>Posibles causas de 'muerte'</b>	<b>Vida útil</b>
I 152	Verano	Vieja	Corto	No	Corrosión	Larga
II 146	Invierno	Vieja	Prolongado	No	Corrosión	Normal
III 149	Invierno	Vieja	Prolongado	No	Sulfatación	Larga
IV 243	Verano Invierno	Vieja	Medio	Regulador estropeado	Corrosión Sulfatación	Breve
V 109	Verano	Vieja	Medio	No	Corrosión	Larga
VI 168a	Invierno	Vieja	Prolongado	Panel con fallos.	Corrosión	Normal
VII 168b	Invierno	Vieja	Prolongado	Panel con fallos.	Sulfatación	Cambiada antes.
VIII 204	Verano	Vieja	Medio	Panel con fallos.	Corrosión	Larga
IX 1400	Invierno	Nueva (después de 2006)	Not evaluado	No	No evaluada	No evaluada
X Tank 1450	Verano	Nueva (después de 2006)	Not evaluado	No	No evaluada	No evaluada

*Tabla IV.1. Conjunto de baterías utilizado en el análisis. En la primera columna se muestra el número de estación al que pertenecen, así como la codificación utilizada en las figuras posteriores. En las siguientes columnas se indica la época del año de instalación (verano, invierno), el tipo de fabricación, tiempo de almacenaje sin recarga previo a la instalación, eventualidades a lo largo de vida útil, proceso de aceleración del envejecimiento y vida útil.*

#### **4.3.3.1 Evolución temporal del RMSE.**

Dentro de esta sección, como se ha visto, se constituye el grueso de la metodología planteada, en particular en lo que respecta al primer módulo de la misma.

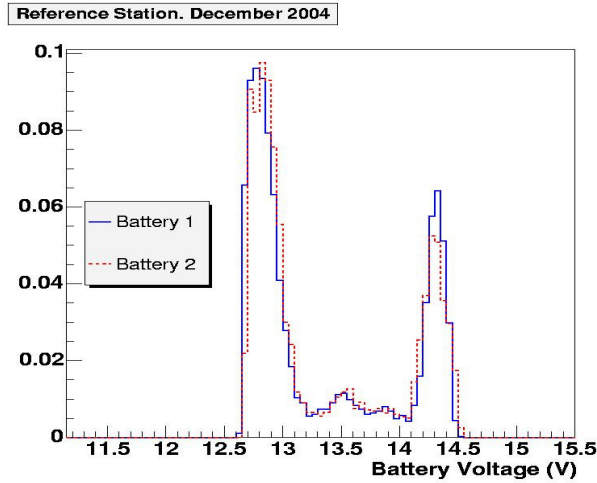


Figura 4.11: *Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 152, considerada como estándar. En azul y línea continua la batería 1.*

Como se ha visto, el modo de análisis de envejecimiento de baterías fundamentado en el uso de la variable RMSE aplicada a las distribuciones de voltaje de descarga, se basa en el establecimiento de un estado inicial para dichas distribuciones, que se corresponde con aquella alcanzada una vez transcurrido el periodo de estabilización inicial (ver sección 4.2.1 Figura 4.5, y en el estudio comparativo de las sucesivas distribuciones de descarga respecto a dicho estado. De esta forma, por construcción y a la vista de la definición establecida en la ecuación (4.1), para cada batería el valor de RMSE en su estado de partida será 0.

Dentro de la gran estadística y la casuística estudiada y referida por el equipo técnico del Observatorio, existen diversos casos límite en cuanto a comportamiento defectivo que resultan aproximadamente equivalentes al que se ha dado en una de las estaciones del experimento, codificada dentro de la numeración establecida para las mismas como 243, cuyas dos baterías están presentes dentro del ejemplo comprendido en la Tabla IV.I. Es dicha estación la que se utilizará como primera muestra de comportamiento de envejecimiento y en lo que respecta a la variable RMSE.

En la Figura 4.12, puede verse el comportamiento de las baterías instaladas en dicha estación a lo largo de un periodo de tiempo de siete años. En ella, se observa el modo manifiesto en que el RMSE se ve incrementado a lo largo del tiempo en los tres casos presentes en dicha estación y representación, siendo la única excepción a ello la circunstancia inicial previamente indicada bajo la cual la baterías

se encuentran en periodo de estabilización. Esto está en concordancia con lo esperado en base a los supuestos y resultados empíricos bajo los cuales se fundamenta toda la metodología planteada.

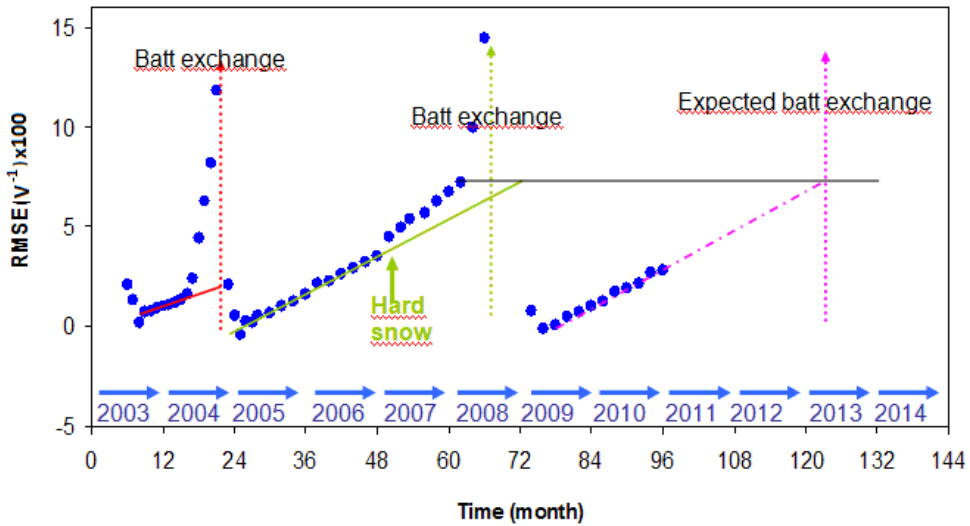


Figura 4.12. RMSE de las distribuciones de descarga de las baterías de la estación 243 respecto a la inicial estable frente al tiempo y a lo largo de 7 años. En la figura, se indican mediante flechas los momentos de sustitución de las mismas, así como el instante aproximado en el cual sucedió una nevada eventual y la extrapolación de tendencia para la última batería.

A la vista de dicha circunstancia, cabría plantearse la posibilidad de que la pendiente lineal extrapolada bajo la cual se produce dicho incremento temporal de los valores de RMSE podría ser un estimador directo del tiempo de vida útil esperable para un acumulador. Por el contrario, la observación detallada de la figura parece indicar que dicha circunstancia no es factible, menos si cabe en lo que se refiere a baterías que operan bajo condiciones de funcionamiento claramente defectuosas como la del primer acumulador de la figura. En dicho caso se puede ver como, si se realiza la extrapolación de la pendiente a los valores en torno a los cuales se produce una modificación definitiva de la misma en el caso de la segunda batería instalada en la estación (de vida útil ‘media’), el resultado sería enormemente mayor al real.

En la Figura 4.13, se muestran resultados equivalentes al de la precedente, pero en este caso se incluyen todas las baterías del muestreo resumido en la Tabla

IV.I. Nuevamente, la primera observación en este caso resulta ser el hecho de que el RMSE, una vez alcanzado el estado inicial estable, se ve incrementado con el tiempo.

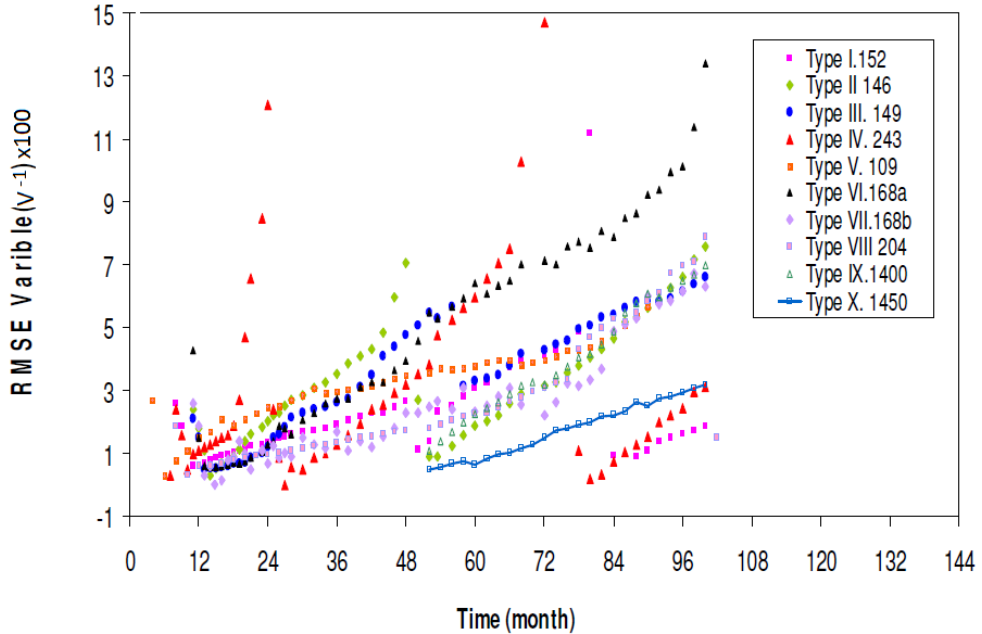


Figura 4.13. RMSE de las distribuciones de descarga de las baterías de la muestra recogida en la Tabla IV.I respecto a las correspondientes iniciales estables frente al tiempo a lo largo de ocho años.

Lo segundo que se pone de manifiesto es la gran variabilidad de comportamientos existente a lo largo de la muestra seleccionada, lo cual está en consonancia con lo que se había anticipado en la figura anterior, así como con la anteriormente mencionada influencia intrínseca de las características empíricas particulares de cada acumulador que se traducen en una mezcla no controlable de diferentes parámetros o variables particulares. Esta circunstancia, observable en la figura por mera inspección, confirma la citada no trivialidad del uso de la pendiente predominante bajo la cual se incrementa el RMSE en cada caso a lo largo del tiempo. Cabe resaltar asimismo en este punto las diferencias de comportamiento e incluso circunstancias entre dos baterías instaladas en una misma estación.

El aspecto más destacable y relevante de la situación planteada consiste en la manifiesta y generalizada observación de una modificación abrupta de la pendiente bajo la cual el RMSE entre distribuciones se incrementa con el tiempo. Dicha circunstancia se pone de manifiesto con varios meses de antelación respecto

al fallo definitivo del sistema, lo cual supone un observable directo en lo concerniente al control y anticipación de dicha circunstancia asociada al envejecimiento de los acumuladores. De esta forma, si se evalúa la diferencia relativa mes a mes entre los valores de RMSE, puede obtenerse un rango de valores característicos (en los cuales está involucrada directamente la pendiente de cada caso) ajeno al cual se encontrarán los resultados obtenidos para los meses correspondientes al mencionado cambio de pendiente. De este modo, el mencionado observable se muestra de forma más limpia, detallada y sencillamente computable.

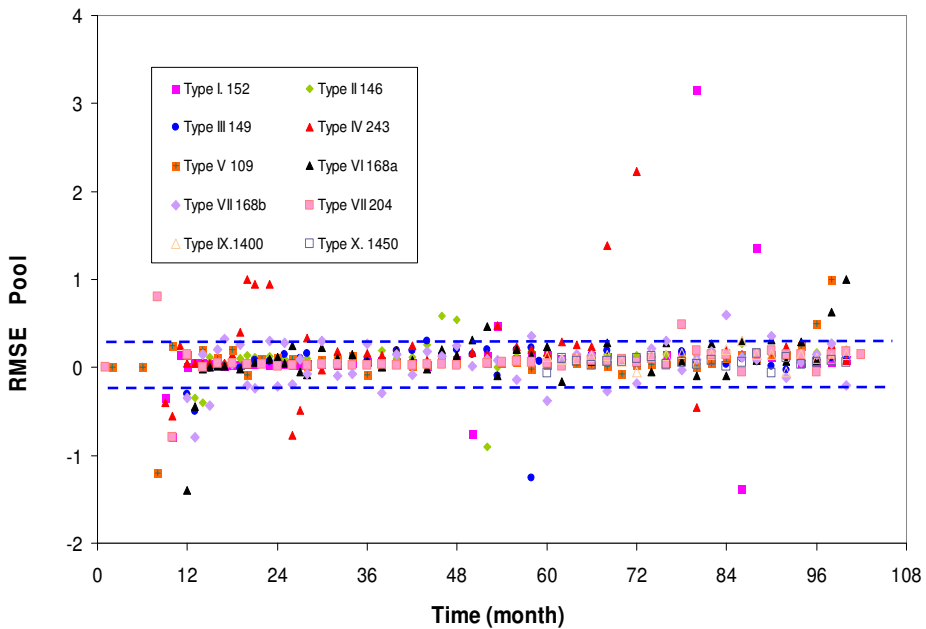


Figura 4.14. Diferencias relativas mes a mes (pull) entre los valores de RMSE para la muestra listada en la Tabla IV.I a lo largo del tiempo.

En la Figura 4.14, se recogen los resultados obtenidos para la muestra seleccionada y compilada en la Tabla IV.I. Aquellas baterías que presentan valores por encima del intervalo de seguridad, serían candidatas a estar en la parte final de su vida útil. La fiabilidad del método pudo comprobarse experimentalmente, siendo mayor del 80%.

#### 4.3.4. Metodología basada en el parámetro de escala de Weibull.

Al contrario de lo que sucedía en el primer sector de la metodología planteada, contenida en la sección anterior, en este caso el resultado se obtiene

directamente por medio del ajuste de las distribuciones de voltaje de descarga a una distribución de densidad de Weibull y la extracción de los correspondientes parámetros característicos, en particular por lo que se ha visto, el factor de escala.

De un modo completamente análogo a lo que se ha mostrado en la sección 4.3.3.1, y por consistencia utilizando la misma muestra seleccionada y recogida en la Tabla IV.I, en la Figura 4.15, se representan los resultados obtenidos para los parámetros de escala de las distribuciones de descarga de los acumuladores instalados en la estación 243 a lo largo del mismo periodo de tiempo analizado en la sección anterior [52].

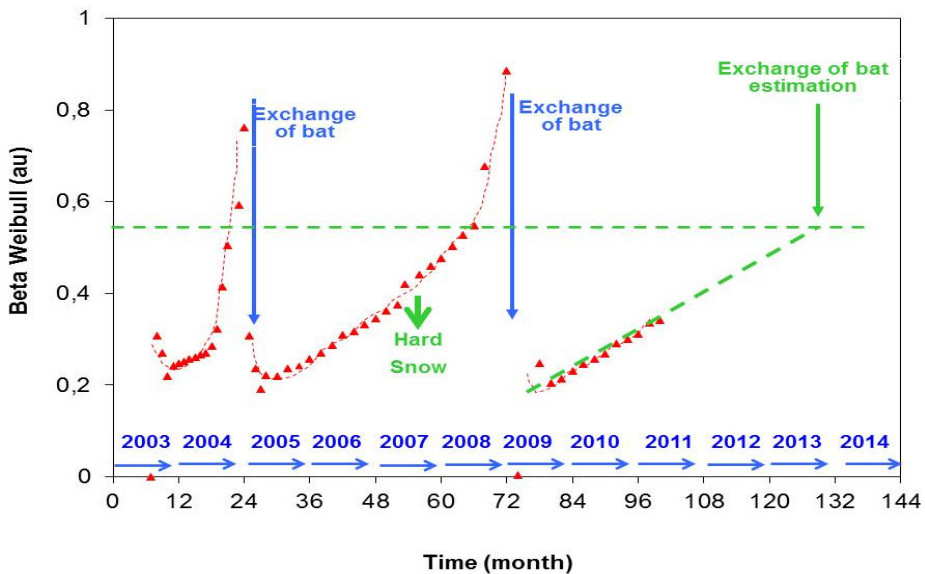


Figura 4.15. Parámetros de escala (beta) resultantes del ajuste de las distribuciones de descarga de las baterías de la estación 243 a una función de densidad de Weibull frente al tiempo a lo largo de 7 años. Nuevamente, se indican los momentos de sustitución de las mismas, así como el instante aproximado en el cual sucedió una nevada eventual y la extrapolación de tendencia lineal para el último caso.

Al igual que sucedía en la sección anterior, se puede observar en cada caso como el periodo inicial de estabilización se traduce en una reducción temporal de los valores hasta alcanzar un mínimo que se corresponde análogamente con el estado inicial más estable de cada caso. Dicha observación en este caso está en directa concordancia con el comportamiento esperable por parte de las distribuciones de voltaje de descarga en estados iniciales donde la capacidad no fuese todavía la completa y la resistencia interna levemente más elevada. Una vez alcanzado dicho

estado, de nuevo se observa un constante y general incremento en los valores adoptados por parte del parámetro de escala a lo largo del tiempo.

En la Figura 4.16, se muestran los resultados obtenidos de la aplicación del presente método a la muestra seleccionada y desplegada en la Tabla IV.I. En ellos pueden observarse de nuevo circunstancias notablemente equiparables a las resultantes de la aplicación del método precedente, dado que ambos se aplican sobre la misma base y principios, si bien los resultados no son completamente equivalentes. Una vez más, se pone de manifiesto dentro de la presente sección de la metodología el mencionado y generalizado incremento de los factores de escala a lo largo del tiempo una vez sobrepasada la etapa de estabilización inicial, así como la gran variabilidad entre estaciones y baterías de la tendencia o pendiente bajo la cual esta circunstancia se pone de manifiesto. Esto último muestra análogamente lo inevitablemente influyente de la citada mezcla de parámetros, varios de ellos no controlables que, unida a particularidades contextuales y empíricas de cada batería, se transfiere en una inherente pérdida de sensibilidad.

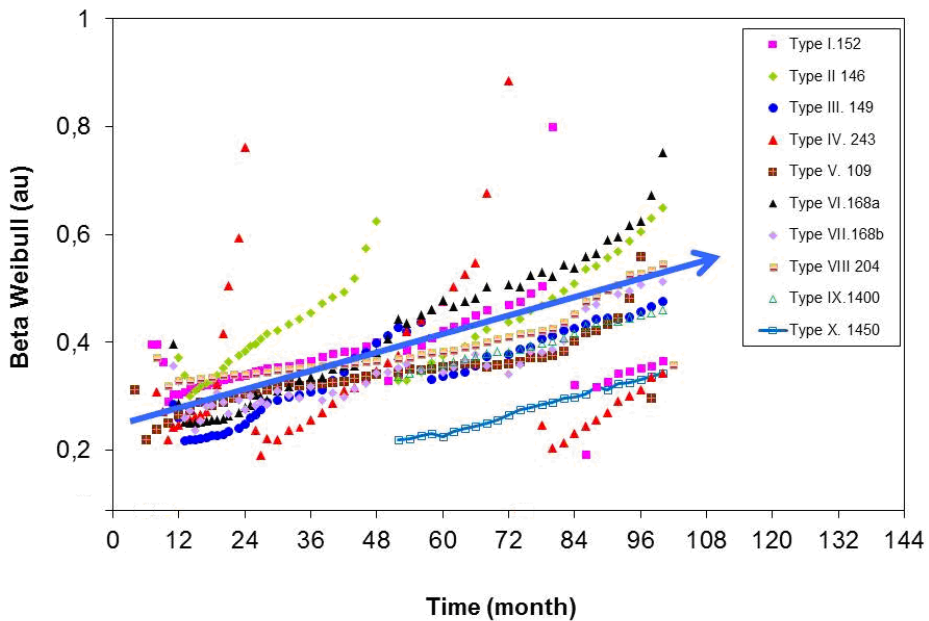


Figura 4.16. Factores de escala resultantes del ajuste a una función de densidad de Weibull de las distribuciones de descarga de las baterías de la muestra recogida en la Tabla IV.I frente al tiempo (8 años). Se indica asimismo mediante una flecha azul el resultado promedio de un ajuste lineal de todos los datos:  $\beta(t) = (0.22 \pm 0.04) + (0.027 \pm 0.006) t$ .

De nuevo, la observación de mayor relevancia resulta ser la súbita modificación sufrida por parte de la cadencia bajo la cual los valores adoptados por parte del parámetro beta de Weibull se incrementa con el tiempo, es decir, el manifiesto cambio de pendiente que se produce varios meses (un mínimo de tres) antes de la inevitable sustitución final del acumulador por fallo. De este modo, resultará igualmente clarificadora la evaluación de las diferencias relativas mes a mes entre los valores que adquiere el parámetro de escala a lo largo del tiempo para cada caso. Dicho observable, potencialmente cuantificador del estado de envejecimiento de los acumuladores en la misma medida del precedente, se muestra en la Figura 4.17, donde en este caso se indican asimismo correspondencias entre los valores por encima de rango de tolerancia y sustituciones de baterías.

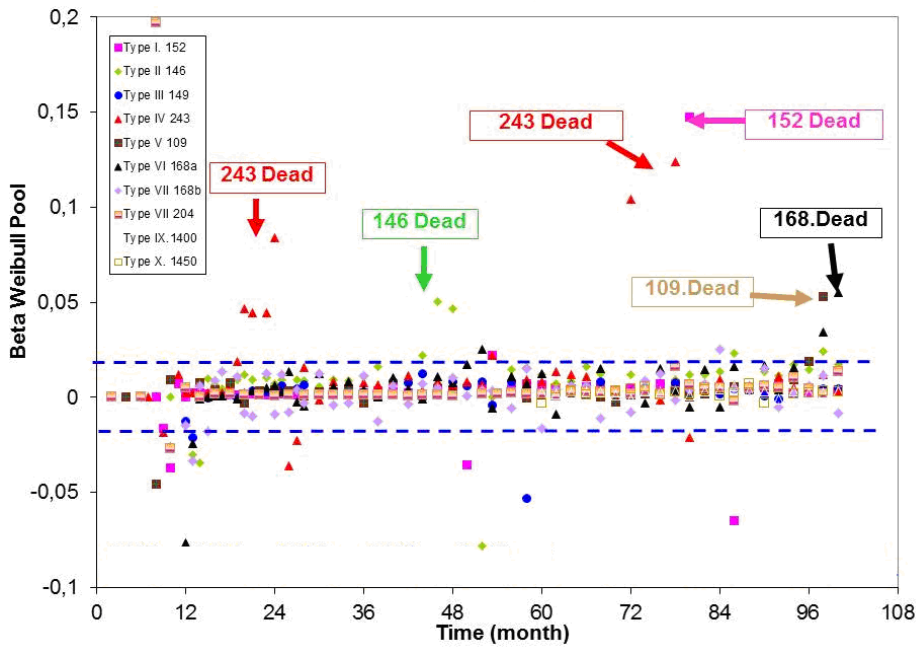


Figura 4.17. Diferencias relativas mes a mes (pull) entre los valores del parámetro de escala de la función de Weibull a lo largo del tiempo para la muestra resumida en la Tabla IV.I. Se indican asimismo las baterías de la muestra que habían sido sustituidas.

#### 4.3.4.1. Parámetros de influencia.

Como se ha visto en la sección 4.3.2, existen una serie de parámetros y circunstancias de instalación a considerar cuando se estudia el fenómeno del

envejecimiento de los acumuladores. Tanto a la hora de evaluar la magnitud de dicha influencia como su discernibilidad, resulta relevante escrutar la manifestación de los presentes parámetros dentro de la metodología considerada. En ese sentido, continuando con la muestra recogida en la Tabla IV.I, a continuación se mostrarán los resultados a ese respecto para los principales factores listados en la sección 4.3.2.

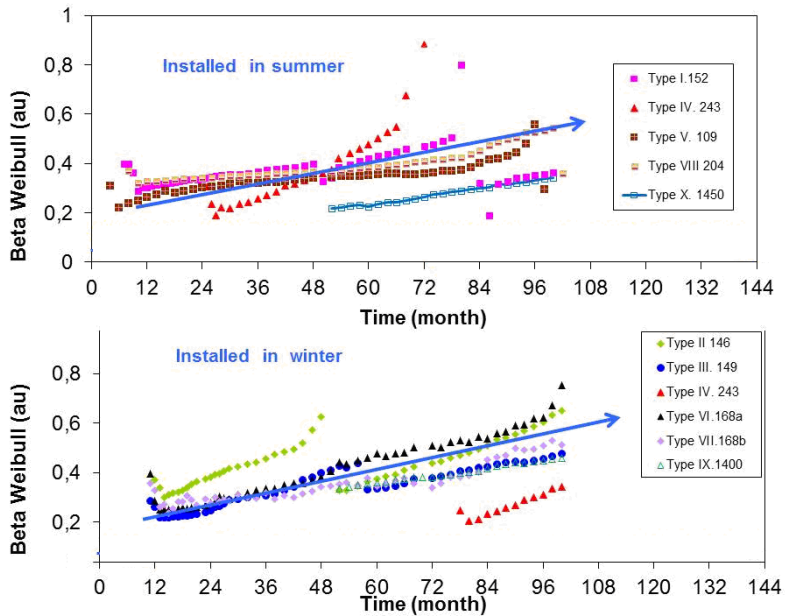


Figura 4.18. Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull para diversos acumuladores seleccionados de la muestra Tabla IV.I: en la parte superior, se recogen aquellos que fueron instalados en verano y en la inferior en invierno.

➔ *Condiciones meteorológicas durante la instalación.*

Como se había visto, las condiciones meteorológicas durante la instalación, o la etapa meteorológica anual en la cual se lleva a cabo la misma, tiene una influencia esperable sobre el estado inicial de operación de los acumuladores tanto en lo concerniente a sus resistencias internas (temperatura), como suministro de carga (radiación). En la Figura 4.18, se muestra un compendio de baterías extraídas de la muestra con características análogas en cuanto a condiciones meteorológicas en el periodo de instalación, y representado por separado en los dos sectores extremos en cuanto a las mismas, verano e invierno. Las diferencias entre ambas épocas del año no resultan ser globalmente sustanciales en lo que respecta a la evolución temporal del parámetro de escala de Weibull, si bien sí resulta existir una

tendencia levemente mayor hacia pendientes menores en verano como cabría esperar. Se regresará sobre este punto en la siguiente sección.

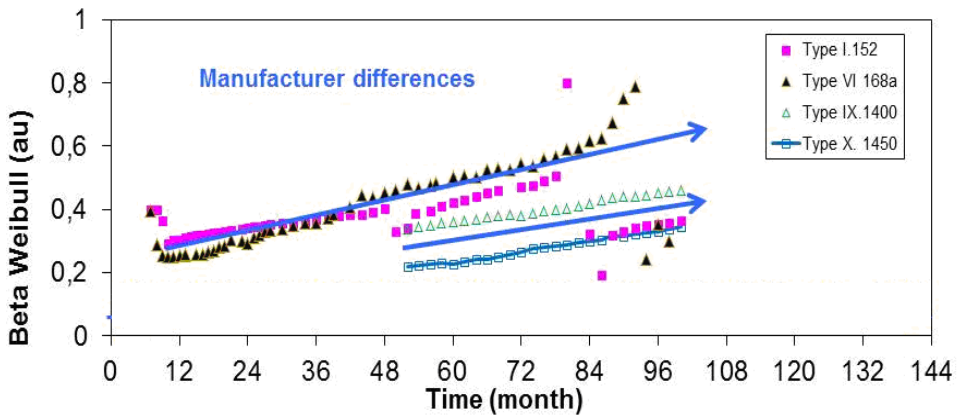


Figura 4.19. Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull para diversos acumuladores seleccionados de la muestra Tabla IV.I: se recogen aquellos que presentan diferencias en los procesos de fabricación.

→ *Procedimientos de fabricación.*

En este caso, la Figura 4.19 contiene los sets de datos correspondientes a diferentes protocolos de fabricación. Como en las restantes, se indica mediante flechas los ajustes lineales globales, así como puede observarse como en el caso de estos ejemplos las diferencias no resultan notablemente manifiestas, si bien se observa una pendiente levemente menor en el caso de los nuevos procesos de fabricación.

→ *Eventualidades durante el tiempo de vida útil.*

En la Figura 4.20, se muestra un ejemplo del modo en que (al igual que había indicado de forma ilustrativa en la Figura 4.15 y su complementaria en el análisis basado en el RMSE) las metodologías planteadas presentan sensibilidad a diversas eventualidades o accidentes que pueden acontecer a lo largo del normal periodo de operación de los acumuladores, y que en función de cuán severos y prolongados resulten en el tiempo, implicarán mayores o menores consecuencias para dichos sistemas y su envejecimiento.

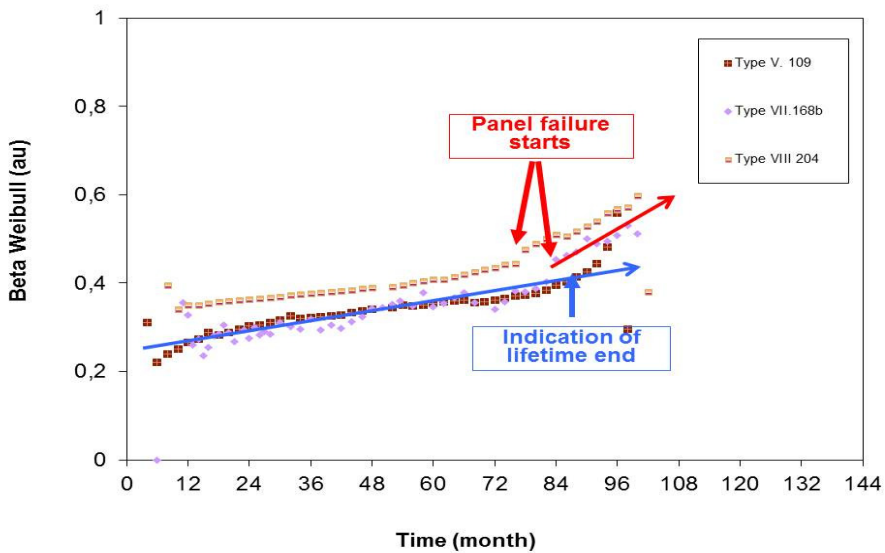


Figura 4.20. Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull para tres acumuladores de los contenidos en la Tabla IV.I, donde en uno de los casos los módulos fotovoltaicos se encontraban cubiertos de nieve en cierto periodo de tiempo indicado en la figura.

En este caso, puede observarse una modificación apreciable en la pendiente bajo la cual el parámetro de escala se incrementa con el tiempo, lo cual está en concordancia con la manifestación temporal a efectos de un envejecimiento acelerado. Este efecto es perceptible, si bien la influencia final resulta pequeña por haberse solventado una vez la cobertura de nieve sobre los módulos fotovoltaicos se fundió y paulatinamente se fue recobrando un estado de funcionamiento similar al base de la batería si bien sensiblemente perjudicado a la vista de la cadencia de evolución del parámetro. En la misma figura se indica la diferencia entre un caso de este caso eventual y el proceso de deterioro final de otro de los acumuladores, el cual conserva e incrementa el cambio de pendiente.

→ *Causas de fallo.*

Como se ha visto, las causas más comunes de fallo acelerado y definitivo pueden englobarse dentro de la corrosión y sulfatación (por descarga profunda comúnmente). La Figura 4.21 contiene las muestras correspondientes a ambos tipos de fallo extraídos de la selección habitual, donde en el ejemplo puntal en que dos baterías pertenecían a una misma estación (condiciones más similares entre sí) no ha podido evaluarse la extensión total del tiempo operativo útil dado que cuando se produjo un fallo en el servicio de la estación, ambas baterías fueron sustituidas por

parte del equipo técnico. En análisis posteriores a dicha desinstalación, se han obtenido indicios de una menor vida útil en el caso que presentaba descarga profunda, dado que la reutilización local de dichos elementos se saldó con una práctica inservibilidad de la misma tras un mes de uso, como en principio cabría esperar por lo esgrimido anteriormente respecto a la severidad de dicha anomalía.

A la vista de figura y las pendientes para estos casos particulares, los resultados no son a priori lo suficientemente esclarecedores a la hora de discernir ambas causas a estos efectos.

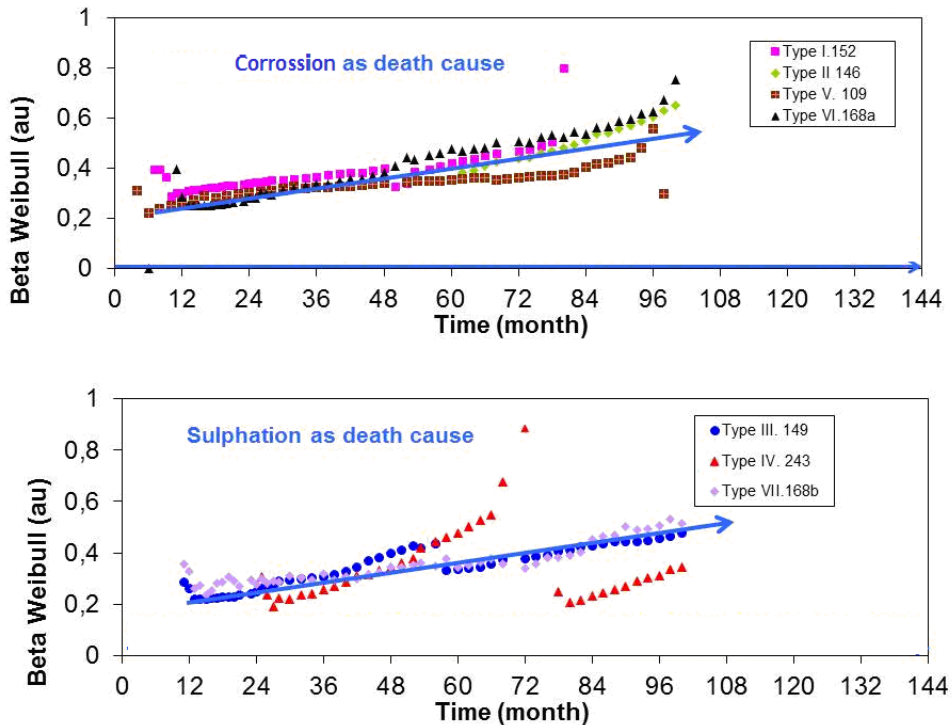


Figura 4.21. Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull para diversos ejemplos de la muestra donde el elemento diferenciador en este caso entre la figura superior y la inferior es el tipo de fallo (arriba corrosión).

#### 4.3.5. Comparación entre metodologías.

Como se ha visto, las sensibilidades de ambos métodos son notables y equiparables a la hora de establecer una predicción anticipada de fin de vida útil para los acumuladores, el cual es el aspecto fundamental del planteamiento establecido, si bien, por otro lado, se ha visto que presentan ciertas dificultades intrínsecas provenientes del factor operacional de los acumuladores a la hora de establecer

diferenciaciones entre los diferentes parámetros de influencia que se habían planteado. En ese sentido, así como en general a la hora de considerar la aplicabilidad de la presente metodología y seleccionar cuál de las mostradas se adecua en mayor medida a las necesidades globales, o bien si ambos resultan complementarios, resulta relevante evaluar comparativamente cuán sensibles resultan a dichos parámetros [53]. En ese sentido, en las figuras que siguen se considerarán por separado cada uno de los mismos y las observaciones efectuadas en la muestra para cada uno de los métodos, donde se ha incluido la estadística completa en todo el abanico casuístico.

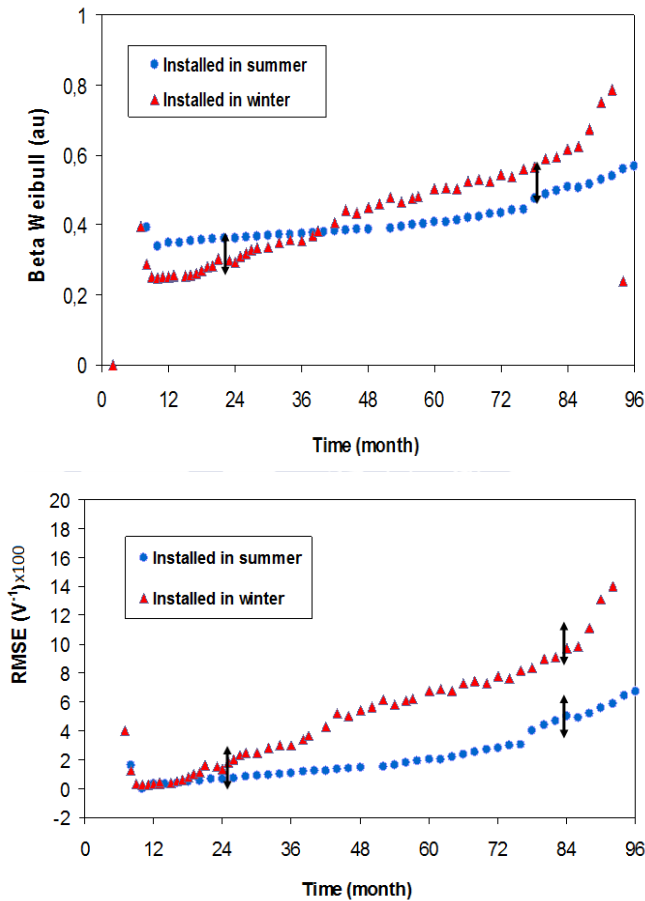


Figura 4.22. Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull (arriba) y RMSE para diversos ejemplos de la muestra, donde el factor discriminante son las condiciones meteorológicas durante la instalación de los acumuladores y se indican en las leyendas (instalaciones en verano representadas con círculos azules). La magnitud de la dispersión característica de los datos, en el caso de Weibull en convolución con el error en los parámetros de ajuste, se indica mediante flechas en lugares específicos.

La Figura 4.23 muestra de modo análogo los resultados obtenidos a partir de las muestras correspondientes a diferentes tipos de circunstancias catalizadoras de envejecimiento, en particular las mencionadas corrosión y sulfatación. En este caso, se denota una sensibilidad mayor en el caso del parámetro de escala de la función de Weibull, siendo observable en ambos casos una mayor pendiente en el caso de sulfatación, la anomalía apriorísticamente esperable como más severa.

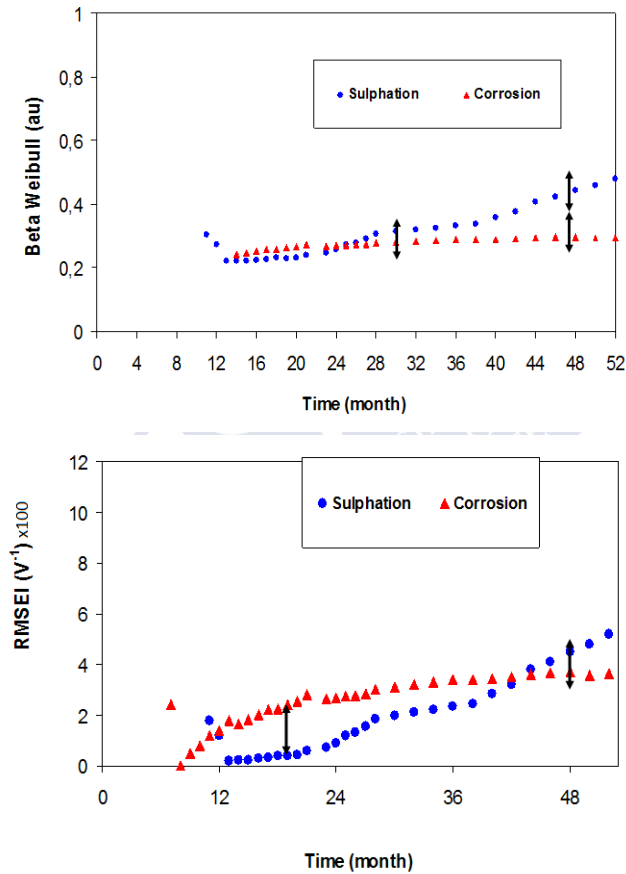


Figura 4.23. Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull (arriba) y RMSEI para ejemplos de la muestra, donde el factor a discernir es la causa de fallo final, que se indica en las leyendas (fallo por sulfatación en círculo azul). Nuevamente se indica la magnitud del error/dispersión mediante flechas.

Por otra parte, la Figura 4.24 recoge gráficamente los resultados que se obtienen al considerar diferentes tiempos de almacenamiento previo a la instalación

sin recarga de los acumuladores, según los criterios definidos con anterioridad para la catalogación de dichos periodos. En este caso, se pone de manifiesto nuevamente una sensibilidad superior en el caso de considerarse el RMSE, siendo nula a efectos para el parámetro de escala de Weibull. Cabe comentar que la pendiente de evolución temporal de RMSE se manifiesta en sentido opuesto al tiempo de almacenaje, sin perjuicio de la sensibilidad del método considerada.

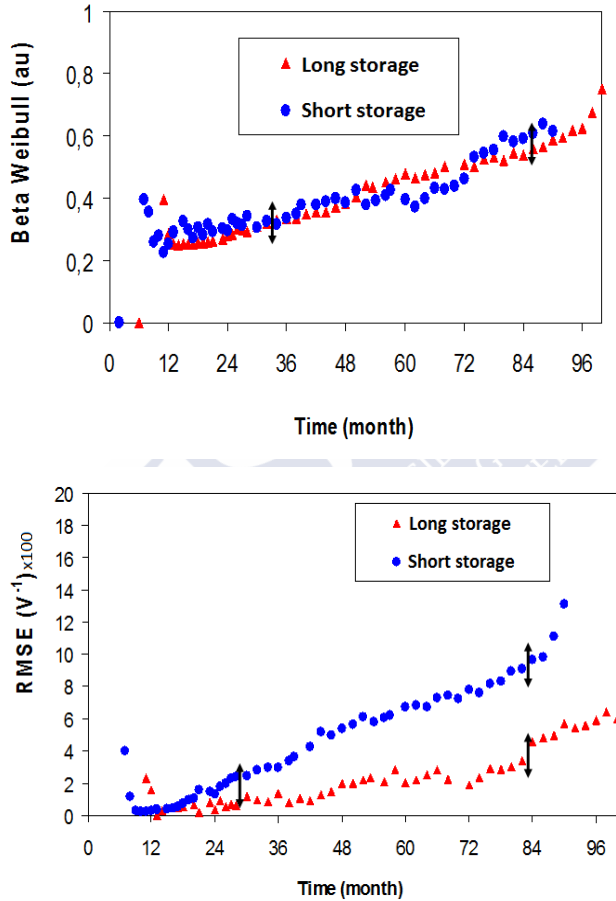


Figura 4.24. Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull y el RMSE (parte inferior) para diversos ejemplos de los seleccionados, donde el factor discriminante en este caso es el tiempo de almacenamiento sin recarga de las baterías. De nuevo, se sitúa el error estadístico mediante flechas.

En la Figura 4.25, se compendian los resultados de efectuar contrastes equivalentes cuando se consideran en este caso muestras correspondientes a

diferentes tipos de protocolo de fabricación. En este caso las similitudes entre ambos casos son manifiestas y se indican los ajustes lineales, de modo que dicha evaluación y comparación numérica de los resultados obtenidos para ambos tipos de proceso dentro de cada metodología, concluye que las sensibilidades a esta característica son equivalentes en ambos casos. En ambos casos, el primer tipo de protocolo de fabricación muestra una pendiente de evolución de RMSE y parámetro de escala más acusada que el más reciente.

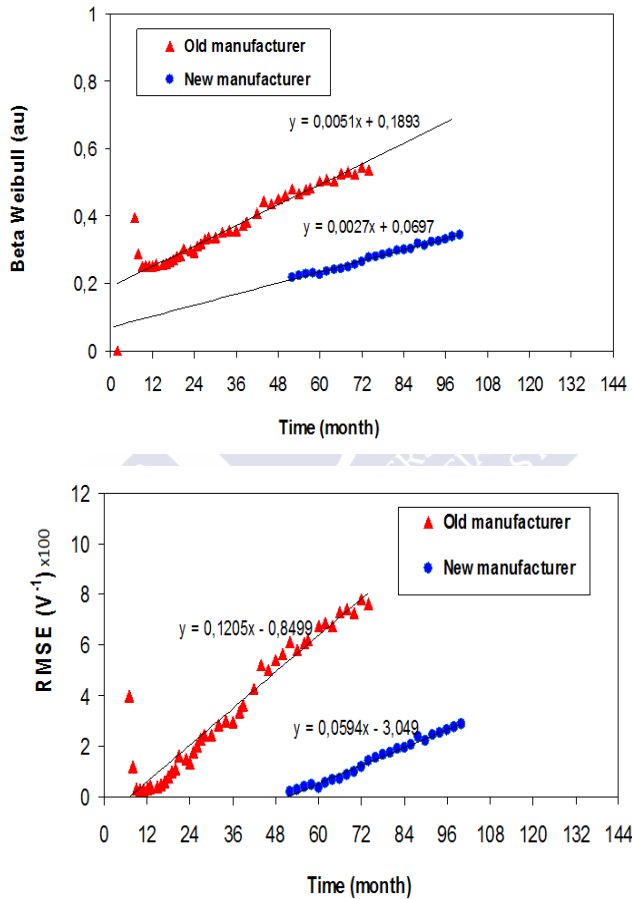


Figura 4.25. Comportamiento temporal de los parámetros de escala de Weibull y RMSE (parte inferior) para ejemplos seleccionados donde el factor discerniente es el tipo de procedimiento de fabricación de los acumuladores. Se indican los valores del ajuste lineal.

## **4.4 Conclusiones**

Se ha realizado un estudio dedicado de los diferentes modos de envejecimiento, tanto normal como anómalo, de los sistemas de almacenamiento del Proyecto Pierre Auger, identificando el ciclado como causa de envejecimiento estándar y otros procesos como la descarga profunda, la sulfatación, la corrosión, la gasificación y otros como dominantes en la degradación acelerada de los mismos.

Se han propuesto dos métodos de evaluación y seguimiento del estado de envejecimiento de una batería, ambos basados en la evolución temporal de la distribución de voltaje en régimen de descarga: RMSE y Parámetro Beta de Weibull. La diferencia fundamental entre ambos es el modo de estimar la progresión: en el primer caso, se utiliza una herramienta estadística, mientras que en el segundo se extrae información a través de los parámetros de ajuste de la función de Weibull, en particular del parámetro de escala.

Se ha comprobado, mediante datos experimentales que ambos algoritmos resultan sensibles a la otra de establecer una predicción precoz del final de la vida útil del sistema de acumulación, con una fiabilidad mayor del 80%.

Se ha evaluado la sensibilidad de ambos estimadores a diferentes elementos condicionantes de la esperanza de tiempo de funcionamiento de una batería, en particular condiciones meteorológicas de instalación, tiempo de almacenaje, tipo de anomalía, proceso de fabricación y otros. En todos los casos, al menos uno de los dos algoritmos se ha mostrado sensible dentro de las tolerancias estadísticas.

## **Capítulo 5**

# **Test de calidad del sistema fotovoltaico.**

### **5.1 Introducción.**

Un proceso de Test de Calidad, en abstracto, consiste en una serie de procedimientos que aseguran el buen funcionamiento o la calidad de cada uno de los componentes del sistema por separado, así como de él mismo en su conjunto. En el caso del sistema fotovoltaico del Proyecto Pierre Auger, se ha propuesto un control que globalmente puede diferenciarse en tres etapas:

- Test de de calidad previo a la instalación.
- Test de calidad una vez instalado el sistema.
- Detección de anomalías.

Si bien de modo reciente han surgido una serie de anomalías en las superficies de las células de diversos paneles fotovoltaicos que inducen una pérdida de rendimiento de los mismos, como se verá, una gran parte de los problemas detectados en los sistemas fotovoltaicos están relacionados con las baterías y los reguladores de carga. Es por este motivo que una parte notable del método está enfocado a la detección de las anomalías presentes, o potencialmente presentes, en dichos elementos. En todo caso, dentro del concepto del Test de Calidad del sistema fotovoltaico se incluyen otro tipo de controles, tales como el chequeo de los elementos constituyentes del sistema fotovoltaico antes de ser utilizados, así como bien, una vez puestos en funcionamiento, la realización de comprobaciones generales de operación del SF.

En este capítulo, se van a mostrar con cierto detalle cada uno de los distintos frentes del Test de Calidad, especialmente lo concerniente a un método simple que se propone para la detección e identificación de anomalías de la parte más débil del sistema fotovoltaico: las baterías. Su estructura constará fundamentalmente de dos partes: una referida al funcionamiento del sistema y otra al método de detección de anomalías propiamente dicho que se ha establecido.

## **5.2 Procedimiento de Test de Calidad.**

Esta sección incluye tanto lo que atañe a los controles de calidad que se efectúan sobre los elementos constituyentes del sistema fotovoltaico antes de su utilización, como también las comprobaciones de uniformidad preliminares en el funcionamiento de dichos elementos una vez instalados y prestaciones del SF.

### **5.2.1 Chequeo previo a la instalación.**

#### **a) Módulos Fotovoltaicos:**

El control de los módulos fotovoltaicos se lleva a cabo a partir de los datos proporcionados por el fabricante, tomados durante la manufactura. Esto se hace así porque, durante el año 2002, se ha llevado a cabo en el recinto del Observatorio Pierre Auger un chequeo riguroso de las prestaciones de los módulos, obteniéndose como resultado que los valores de los datos tomados por parte del fabricante, mediante medidas de flash lumínico monitorizado, se correspondían con gran fidelidad con la realidad. En dicho chequeo, se obtuvo la corriente de cortocircuito a una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C a través un “shunt” [54] de considerable precisión. El método consistía en establecer una comparación los voltajes del shunt del módulo objeto de estudio (relacionado de modo directo con la corriente) y los obtenidos para un módulo fotovoltaico calibrado por el IES [48, 55], de corriente de cortocircuito a 1000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C conocida ( $I_{sc}^{calib}$ ), encontrándose ambos módulos, objeto de medición y calibrado, en igualdad de condiciones en cuanto a radiancia y temperatura. De esta forma, la corriente de cortocircuito desconocida será:  $I_{sc}^{test} = R^{test} I_{sc}^{calib}$  donde  $R^{test}$  es el cociente entre los voltajes de shunt de ambos módulos.

El resultado del cociente entre los valores de las corriente de cortocircuito proporcionados por el fabricante y los resultados del test, se sitúan en torno a la unidad, lo que demuestra la fiabilidad de las medidas tomadas en fábrica. En las Figuras 5.1, se muestran dichos resultados.

A la vista de estas mediciones, de ahí en adelante se utilizaron los datos tomados por el fabricante en el proceso de construcción de los módulos como suficientemente representativos y descriptivos (ver Anexo 1).

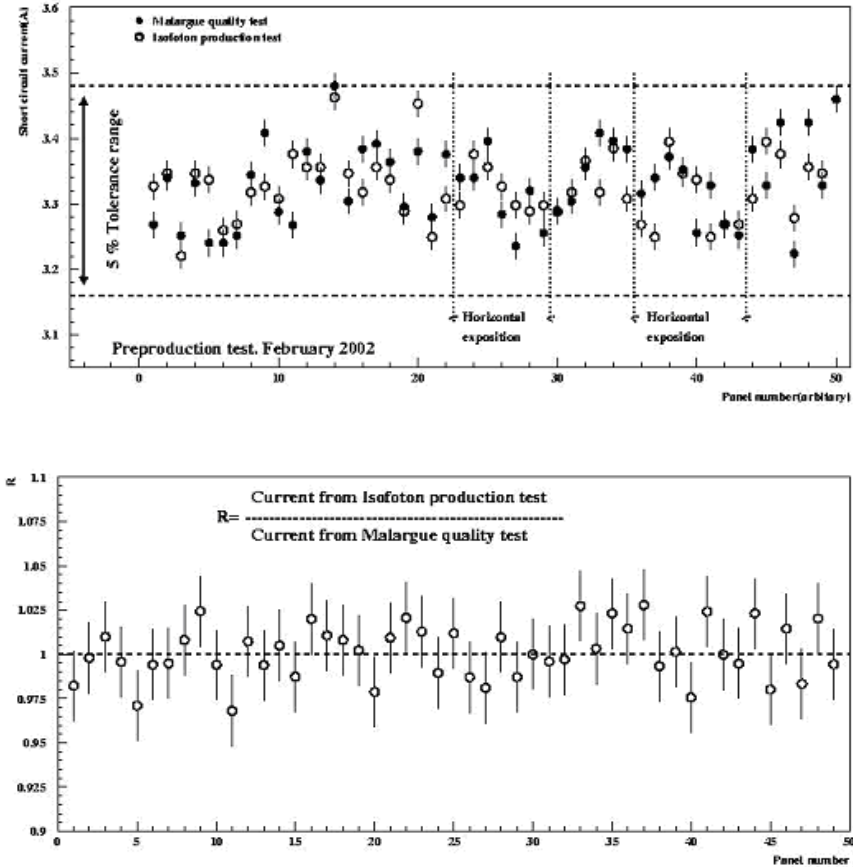


Figura 5.1: En la parte superior, se muestran los valores de corriente obtenidos en el test de Malargüe (puntos negros) para la corriente de cortocircuito y los dados por el fabricante (círculos). Abajo se representa el cociente de ambas cosas.

En la Figura 5.2, se muestran los resultados obtenidos para las corrientes en el voltaje de trabajo (15V) y potencias máximas de los lotes de módulos fotovoltaicos adquiridos recientemente por parte del Proyecto. Para obtener dicha corriente, se utilizó la siguiente relación:

$$I = \left[ I_{sc} - \frac{I_{sc} - I_{pmp}}{V_{pmp}} \cdot 15 \right] \cdot F$$

Donde “F” es una corrección a la extrapolación lineal de valores que tiene en cuenta la curvatura de la curva característica (en este caso dicho valor se escoge como 1.05, cifra proporcionada por el IES);  $I_{pmp}$  e  $V_{pmp}$  son los valores de corriente y

voltaje a máxima potencia e  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito. Todos ellos están extraídos, como se ha visto, de las tomas de datos realizadas por el fabricante.

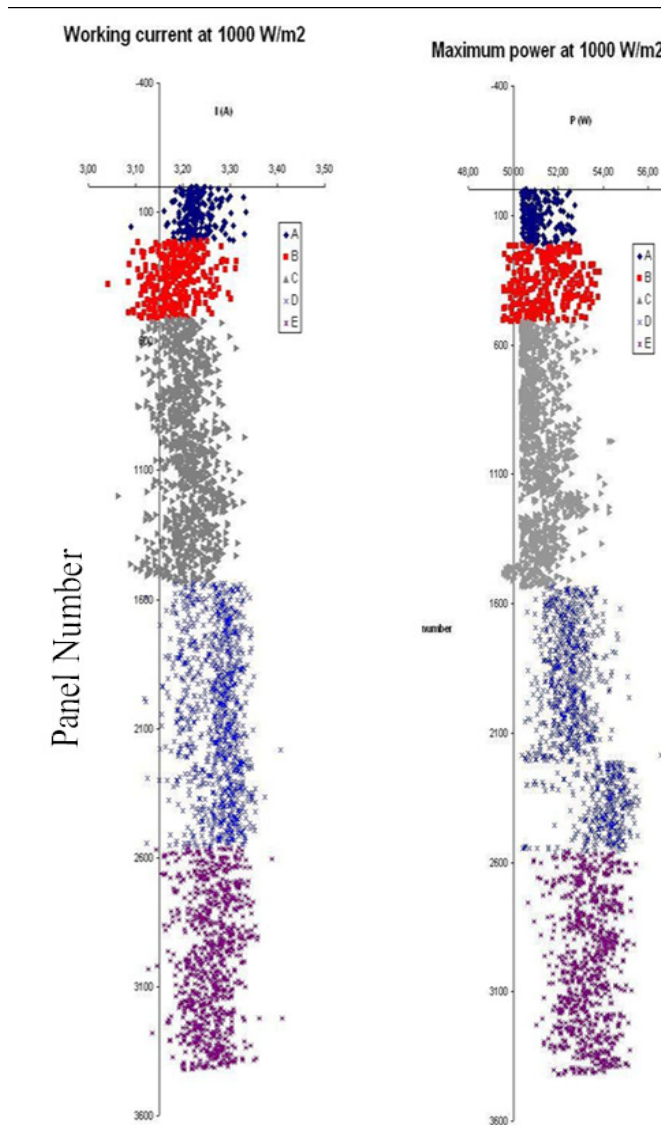


Figura 5.2: En la parte izquierda, se representan las corrientes estimadas en el punto de trabajo para los diferentes lotes de paneles que se han adquirido (puntos azules el primer lote inicial de prueba, procurado por la USC, mientras que el resto de lotes se fueron adquiriendo secuencialmente en la dirección del eje de la figura. A la derecha, se representa lo mismo para las potencias de cada módulo en condiciones estándar. Los ejes de abscisas cortan a los de ordenadas en corrientes y potencias de 3.15 A y 50 Wp respectivamente.

En la parte izquierda de la Figura 5.2, se pueden ver las corrientes extrapoladas en el punto de trabajo para la totalidad de los módulos fotovoltaicos adquiridos para el Observatorio Pierre Auger Sur. Están catalogados mediante numeración arbitraria y orden cronológico en cuanto al momento de su adquisición<sup>7</sup>.

Por otro lado, merece la pena comentar que, entre los requisitos impuestos en la compra de los módulos fotovoltaicos, se encontraba una tolerancia del 5%, así como una corriente de trabajo preferentemente superior a 3.15A, imperativamente superior a 3.10, y potencia nominal no inferior a 50Wp. En la figura, los ejes de abscisas cortan a los de ordenadas en 3.15A y 50W, con el fin de resaltar respectivamente esos límites que se citaban. Es necesario mencionar que, luego de diversas reuniones con el fabricante, los mejores lotes de paneles servidos por el mismo fueron los últimos. Del mismo modo, los paneles solares que se encontraban por debajo de 3.10A fueron descartados para su uso en el Observatorio.

Respecto a esto último, comentar que, como se ha visto, cada estación posee dos módulos fotovoltaicos; dichos paneles están conectados en serie y, por tanto, la corriente que resulte estará condicionada por la del panel que menos produzca. Ante esta situación, para evitar desperdiciar las cualidades de los módulos, es conveniente conectar entre sí paneles con similares prestaciones. Para facilitar esta tarea, el fabricante identificó los módulos fotovoltaicos con tres tipos de pegatinas según fuesen sus prestaciones. De esta forma, fue suficiente con instalar juntos paneles con las mismas pegatinas.

#### **b) Reguladores:**

Antes de su instalación definitiva en la estación correspondiente del dispositivo experimental, los técnicos del Edificio de Ensamblaje del Observatorio Pierre Auger realizan un exhaustivo test de funcionamiento de los reguladores siguiendo el procedimiento diseñado ad-hoc. Sin entrar en mayor nivel de detalle, el chequeo de los reguladores se lleva a cabo mediante la comprobación de que no existan caídas relevantes de tensión en sus distintos componentes entre las distintas zonas de conexión de carga e inyección de corriente, así como verificando que la regulación se produzca de la manera adecuada (se miden en cada caso los voltajes y

---

<sup>7</sup> El primer lote se corresponde con los 212 paneles que inicialmente fueron comprados por parte del Grupo de Astropartículas de la Universidad de Santiago de Compostela (USC); el segundo de ellos son 300 módulos fotovoltaicos adquiridos en este caso por la parte de la colaboración asociada a Fermilab (USA); el tercer conjunto de paneles son 1024 que se compraron nuevamente por parte de la USC, al igual que los últimos 860; mientras que los 1024 restantes corrieron a cargo del Grupo de Astropartículas y Plasmas Espaciales de la Universidad de Alcalá de Henares.

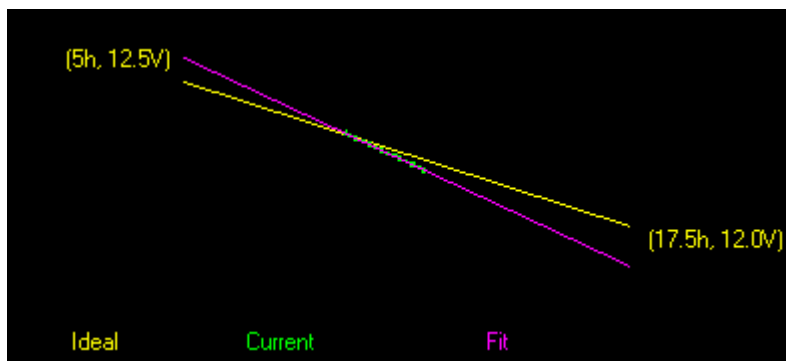
corrientes implicados, así como la frecuencia de los pulsos de corriente durante la fase de regulación).

**c) Baterías:**

De modo básico y en principio, el test de baterías se realiza siguiendo dos pasos: por un lado mediante una primera inspección de todas ellas, llevada a cabo a través de un analizador, y por otro realizando un test de capacidad de un 10% de las baterías, escogidas aleatoriamente, así como de cualquiera de ellas que no pase la citada inspección inicial del analizador. Con este planteamiento, se consigue llevar a cabo con el primer paso un control somero sobre la calidad ofrecida por el fabricante, es decir, la detección de fallos de fabricación, mientras que lo segundo se trata de un método más exhaustivo de las baterías [40].

Respecto a este último método, es necesario mencionar que sus fundamentos se han visto modificados sensiblemente a lo largo del tiempo, tanto por las modificaciones en los criterios llevadas a cabo en base a las observaciones empíricas de funcionamiento y chequeo de las baterías con el transcurso del tiempo, como a causa de una modificación en los parámetros de fabricación de las mismas. En un principio, el modo de control consistía fundamentalmente en llevar a cabo una descarga de las baterías de aproximadamente dos horas y media, utilizando para ello una corriente de 5.25 A, en la que se toman medidas periódicas de voltaje y tiempo. Una vez realizada dicha descarga, los datos (parte lineal) eran ajustados a una recta a partir del cual se calculaba el tanto por ciento de la pendiente resultante del ajuste respecto a la de una batería considerada estándar (dada por el fabricante 'Moura'). Si el resultado era mayor que el 80%, se consideraba como "Buena", entre el 60% y el 80% "Regular" y en el resto de los casos "Mala". De todos los resultados posibles, sólo el bueno era aceptado.

A modo de ejemplo, se muestra la gráfica resultante de una de las pruebas de descarga que se llevó a cabo allí mientras este método estaba implantado. En ella, se muestra la secuencia en la toma de datos ajustada a una recta y, superpuesta, la referencia dada por el fabricante. La batería en cuestión es la batería 2 de unas que se extrajeron de la estación etiquetada como 243 (es un caso que se verá en la sección correspondiente a las anomalías observadas). Nótese que la batería se descargaba de forma considerablemente más rápida que la estándar, de hecho, el resultado para la capacidad de esta batería dada por este test es del 70 %.



Este criterio fue cambiado a posteriori al observar la imprecisión que se obtenía en las estimaciones por uno en el que la descarga realizada fuese de mayor duración y significación, además de basado en las numerosísimas observaciones realizadas por parte del equipo técnico durante los procesos de test. En este caso, el criterio resultante se condensó en el tiempo empleado por parte de las baterías en su descarga en alcanzar una tensión de 12V. De esta forma, los baremos establecidos en su momento a la hora de juzgar el estado de las baterías controladas son los siguientes:

- Muy malo: menos de 4.5 horas empleadas en alcanzar 12V
- Malo: entre 4.5 y 7 horas invertidas en alcanzar dicho voltaje.
- Bueno: entre 7 y 8 h.
- Muy Bueno: más de 8 horas.

Por otro lado, teniendo en cuenta que en un momento dado la cantidad de baterías que no pasaban el chequeo inicial con el analizador era notable, y considerando lo largo y limitante de este tipo de test de descarga respecto a las necesidades específicas de montaje y traslado de los detectores, se han analizado los datos de las descargas de un número apreciable de baterías con el fin de tratar de caracterizar las capacidades de un chequeo realizado en un tiempo menor. En particular, se han considerado las tres primeras horas de las pruebas ya realizadas en comparación con el resultado final de la descarga completa. En ambos casos, se obvia la primera hora de descarga por corresponderse en la mayoría de las ocasiones con un periodo de acomodación o estabilización de las baterías, seguido en las horas siguientes de una descarga más fácilmente parametrizable.

Típicamente, se ha realizado un ajuste lineal de los datos en esa zona de interés, tanto en el caso de considerar las primeras horas de la descarga como en el de la descarga completa. De esta forma, se ha estudiado la relación de sus parámetros (pendiente y ordenada en el origen) con el tiempo requerido para

alcanzar los 12V de interés, así como también la que guardan los parámetros entre sí en los distintos casos. Del análisis, cabe destacar varias circunstancias:

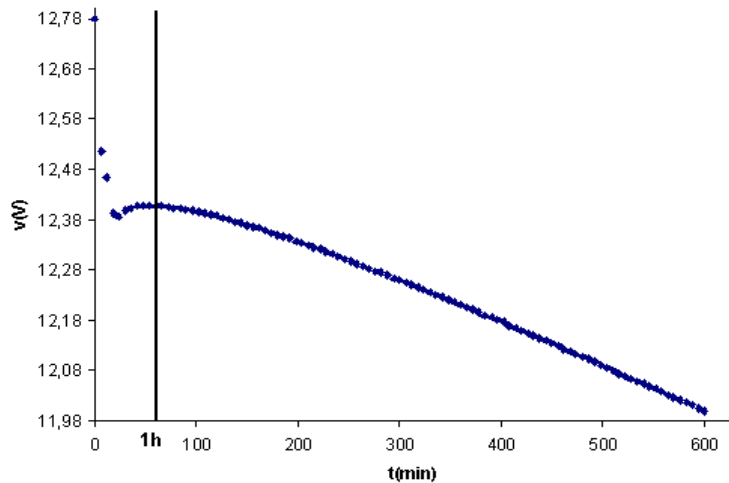


Figura 5.3. Voltaje (eje Y) frente al tiempo de una batería estándar para una descarga a corriente constante.

- La pendiente de descarga, tanto cuando se considera la descarga completa (extraída la primera hora) como cuando no, no se manifiesta como un parámetro suficientemente determinante o preciso en la determinación del tiempo de descarga (ver Figura 5.4).

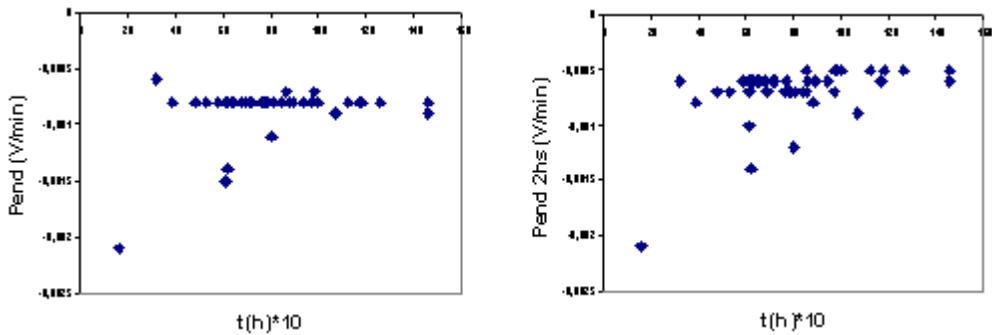


Figura 5.4: Izquierda: pendientes en descarga (eje Y) frente a tiempo. Derecha: lo mismo para las pendientes obtenidas tomando sólo la segunda y tercera hora de descarga.

- La ordenada en el origen si se relaciona en ambos casos con el tiempo empleado en la descarga (Figura 5.5). Podría ser utilizado como un buen y sencillo

estimador de no ser por presentar varios casos en los que el error predictivo es considerable (ver Figura 5.6), dado que no contiene el efecto de la pendiente.

- La conjunción de pendiente y ordenada, es decir, en este caso la prolongación de la recta de ajuste al eje  $V=12V$ , permite, evidentemente, estimar aproximadamente el tiempo de descarga si se toman todos los datos. Si se tomar sólo la segunda y tercera hora de descarga, se obtiene una relación entre ambas cosas que se puede aproximar a un polinomio de segundo orden (Figura 5.6). Esto último se muestra como reflejo de la curvatura de la función durante las descargas. Es pertinente mencionar también que para la realización de la gráfica se habían normalizado previamente los valores de tiempo predichos (sistemáticamente mayores).

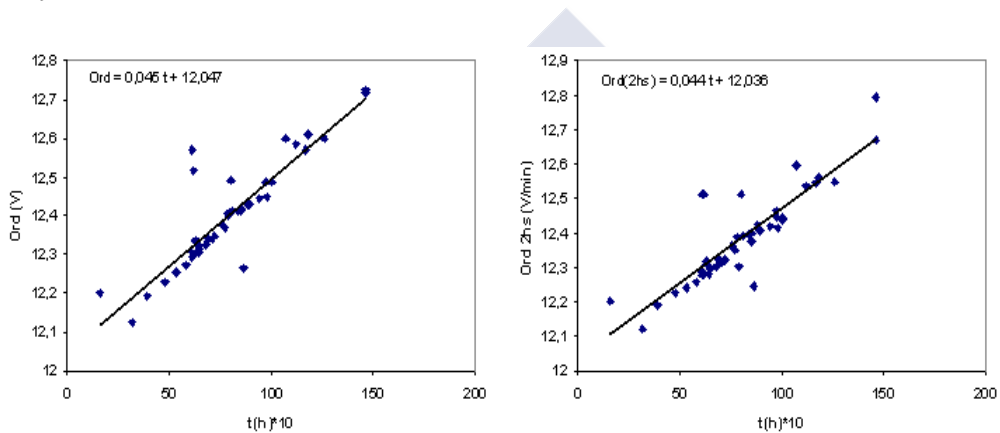


Figura 5.5. Izquierda: ordenadas en el origen en descarga (ejeY) frente a tiempo. Derecha: lo mismo para las ordenadas obtenidas tomando la segunda y tercera hora de descarga.

- El “error” obtenido en la estimación del tiempo de descarga mediante los datos de la segunda y tercera horas con las correcciones mencionadas, en el caso de las baterías cuyo resultado del test completo es “Muy malo”, no es mayor del 20% en sobreestimación del tiempo que supuestamente emplearían en la descarga hasta 12V (así como tampoco en la mayor parte de los casos de subestimación). En el caso de baterías cuyo resultado en el test haya sido “Bueno” o “Muy bueno”, dicha magnitud es menor del 15% de sobreestimación en tiempo (ver Figura 5.7).

En resumen, por medio de este análisis, fue posible agilizar muy notablemente el ritmo de test de descarga de las baterías en el edificio de ensamble del Observatorio por parte de los técnicos. Es de esperar que la mayor parte de las baterías estén en buenas condiciones y, dado que para estas baterías el error en la estimación de tiempo no es mayor del 15% (con la estadística utilizada),

simplemente se pudo efectuar un aumento de ese calibre en el umbral fijado para baterías muy buenas (8 horas). De esta forma, las baterías que, después de las tres primeras horas, resulte previsible que tarden más de 9.2 horas en alcanzar 12V (una vez aplicado el algoritmo de predicción de tiempo), puede considerarse con una notable seguridad que efectivamente tardarían más de 8 horas en alcanzar los 12V durante la descarga, es decir, que sean “Muy buenas”. Algo similar podría decirse de las que se prediga un número de horas mayor de 8.3, ya que lo estadísticamente razonable es que dichas baterías tarden en alcanzar los 12V más de 7 horas (sean “Buenas”) Aquellas que no se encuentren en ninguno de estos casos sería recomendable dejarlas en descarga hasta que alcancen los 12V para ver realmente su estado de funcionamiento, si bien nunca debería ser un número muy grande de ellas y se estaría ganando un tiempo considerable respecto al procedimiento habitual. Como comentario, decir que el hecho de que el error de la predicción sea algo mayor a la hora de subestimar tiempos que al sobreestimar habla en favor de la prudencia de estos criterios

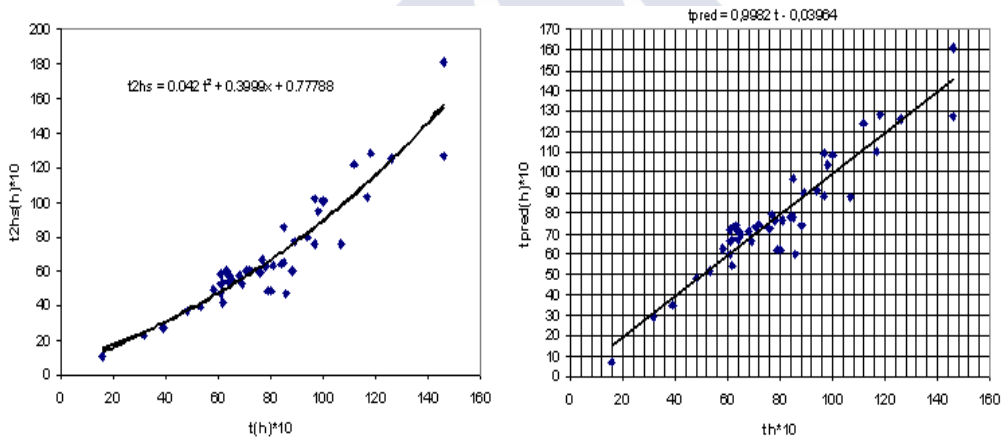


Figura 5.6. Izquierda: relación entre el tiempo resultante (corregido, eje Y) de la extrapolación de los ajustes lineales de las segundas y terceras horas de descarga frente al tiempo real empleado. Derecha: lo mismo una vez establecida la corrección polinómica.

Finalmente, mencionar que en 2008 hubo la citada modificación en los procesos de fabricación de Moura, debido a los cuales el resultado final se vio sensiblemente modificado. A causa de ello, el test rápido de predicción fue modificado *ad hoc* en base a las pruebas de descarga efectuadas por parte de los técnicos del observatorio.

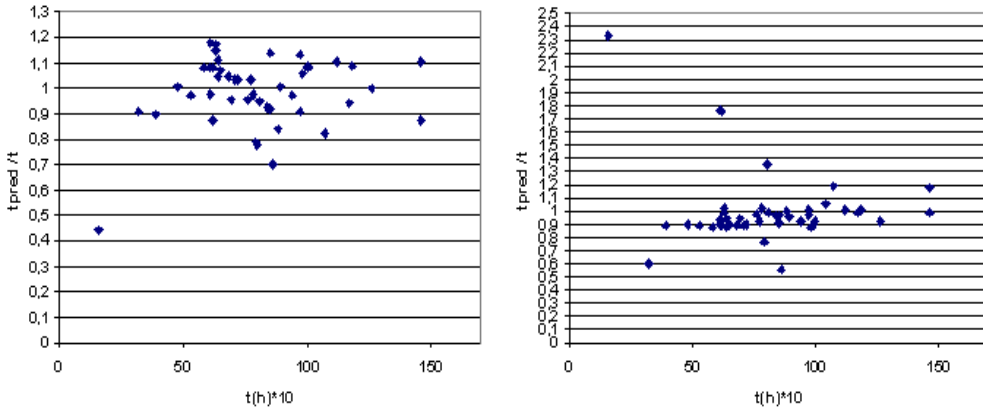


Figura 5.7. A la izquierda: cociente entre el tiempo predicho y el real (eje Y) respecto al tiempo real. A la parte derecha: lo mismo estimado sólo a partir de las ordenadas en el origen.

## 5.2.2 Test de componentes instalados.

En esta sección, se van a comentar diferentes observaciones generales y procedimientos que conviene llevar a cabo desde el punto de vista del test de calidad y referidas a las magnitudes típicas de los sistemas fotovoltaicos. Estas observaciones hacen referencia preferentemente a la uniformidad entre estaciones una vez que están en funcionamiento (parcialmente mostradas en el capítulo 2), si bien dentro de las prestaciones generales del sistema se incluyen también otras cuestiones fundamentales para el correcto funcionamiento del sistema, como es el modo de operación de los reguladores, en particular con la temperatura, lo cual será abordado.

### 5.2.2.1 Módulos fotovoltaicos y regulador.

En primer lugar, para chequear globalmente el estado de funcionamiento y uniformidad de los módulos instalados, se representarán los valores medios de su voltaje. De esta forma, es de esperar que se evidencie una región de comportamiento típico en el cual se pueda definir una banda de valores de voltaje considerados por construcción estándar y, mediante ello, obtener una serie de estaciones fuera de dicha banda cuyo comportamiento resulta ser potencialmente anómalo. Algo análogo se puede llevar a cabo con la corriente procedente del panel, tal y como se mostró en el Capítulo 2 (así como otras magnitudes). En este último caso, cabe

recordar que no se trata de toda la corriente que proporciona el panel, sino de la que pasa a través del regulador.

En la Figura 5.8, se muestra el valor promedio estándar de la tensión diurna de los módulos fotovoltaicos en función del número de estación en el cual están instalados. A modo de ejemplo, se han representado los valores de agosto de 2014. En ella, se puede constatar que existe una considerable uniformidad entre las distintas estaciones de la red de detección, así como que son relativamente pocas las estaciones las que se salen del rango tolerado. Se puede observar un incremento paulatino de valores por encima de la estación 800, que se corresponde con módulos fotovoltaicos instalados más recientemente y de mayores prestaciones asumibles, tal y como se ha visto. Por otro lado, si se realiza algo análogo en el mismo mes para las corrientes de los módulos posteriormente a estar sometidas a la regulación, se obtiene la Figura 5.9. En dicho caso, la dispersión es notablemente mayor que en el anterior, si bien sigue siendo razonable, más si cabe si se considera que la variabilidad de valores en corriente es más elevada que en voltajes durante el día debido a la regulación.

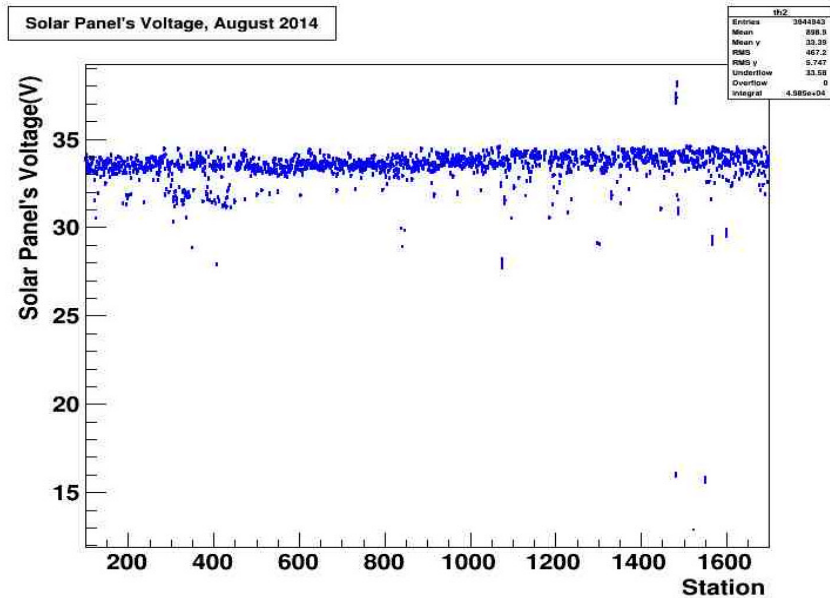


Figura 5.8. En el eje de abscisas el número de estación, en el de ordenadas el voltaje promedio mensual diurno de los módulos durante el mes de Agosto de 2014.

En este punto, es interesante recordar que otras magnitudes a considerar, como son la corriente y potencia consumidas por parte de la estación (vistas en el

Capítulo 3), también dan algún tipo de información acerca de la existencia de posibles anomalías, ya sean de la electrónica del detector o incluso de su sistema fotovoltaico.

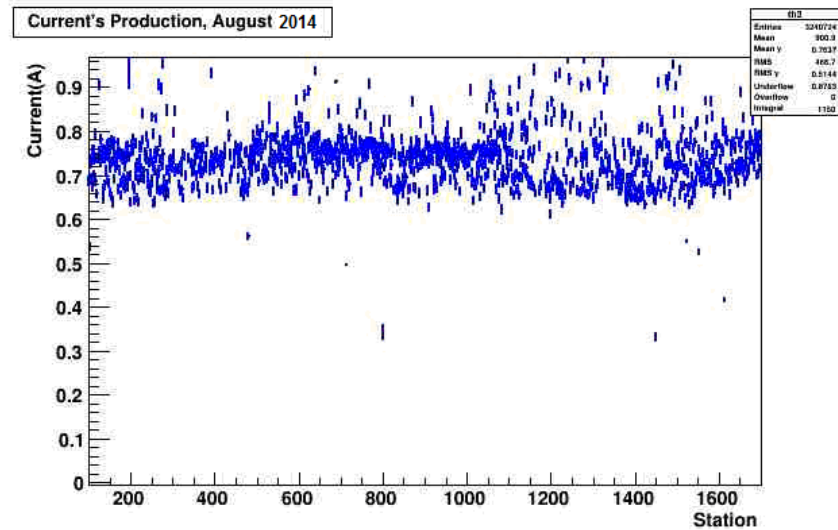


Figura 5.9. En el eje X el número de estación, en el Y el promedio de la corriente diurna regulada promedio en el mes de Agosto de 2014.

### 5.2.2.2 Baterías:

En este caso, se van a examinar de modo somero pero en perspectiva las magnitudes consideradas habitualmente en el estudio como estándar de las baterías, es decir, el voltaje y la temperatura.

Veamos ambas cosas por separado:

#### Voltaje:

Recuérdese (Capítulo 2) que el voltaje de la llamada “batería 1” se obtiene, según la notación establecida, como “ $V_{B1} \equiv V_0$ ” y el de la “batería 2” como “ $V_{B2} = V_1 - V_0$ ”. Si se lleva a cabo un procedimiento análogo a los expuestos con anterioridad, pero en esta ocasión se representan los voltajes promedio mensuales (marzo de 2004 -etapa inicial- y en el presente) de las dos baterías superpuestas y en distinto color, se obtiene la Figura 5.10:

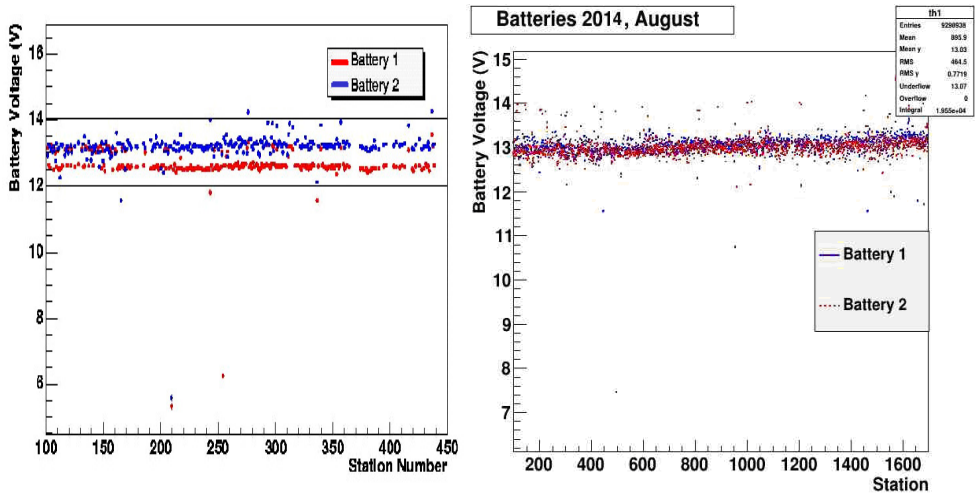


Figura 5.10. En el eje X se representa el número de estación mientras que en el Y se muestra el voltaje promedio en Marzo de cada una de las baterías de esas estaciones (rojo batería 1 y azul batería 2). Izquierda en el 2004, dcha. en el 2014.

En ellas se pueden resaltar dos características: por un lado, existe una buena uniformidad entre estaciones para los dos años, mientras que por otro se pone claramente de manifiesto una diferencia de voltaje entre las dos baterías para gran parte de las estaciones en funcionamiento en 2004 que se tratará a continuación. Los valores muestran asimismo un cierto incremento con el número de estación, asociado al tiempo de operación desde la instalación.

*Problema generalizado de voltaje:*

Como se ha visto, desde el momento en que se comenzó con el desarrollo del Test de Calidad, se había venido observando un efecto inesperado presente en los voltajes de las estaciones. Dicho efecto consistía en una diferencia sistemática y manifiesta de voltaje entre las dos baterías de cada estación en cualquiera de los regímenes de funcionamiento, si bien el hecho de existir en la región de descarga lo hacía si cabe más patente y categórico (puesto que de por sí existe una mayor variabilidad en la región de regulación). Este tipo de particularidades se prestan a falsos positivos en los métodos de detección de anomalías, como de hecho sucedió en este caso, razón por la cual se mostrará de modo secuencial a continuación en qué consistió todo el proceso.

La citada diferencia en tensión se había detectado que comenzaba a manifestarse en torno a Octubre y Noviembre de 2003 en la práctica totalidad de las estaciones que habían sido puestas en funcionamiento en aquel momento. Por otro lado, cabe mencionar la observación de que el efecto procedía en todo caso de una pérdida de voltaje en una de las baterías (en la batería 1, de voltaje denominado  $V_0$ ), a la vez que también se manifiesta una pérdida equivalente de tensión en los datos de voltaje total de ambas baterías, es decir, en “ $V_1$ ”. [56]

En un principio, posteriormente a los supuestos problemas en los sistemas, se barajaron diversas posibilidades para justificar este hecho: algún error sistemático en la toma o gestión de los datos, en el montaje del sistema o la electrónica, fugas de corriente que provocasen la pérdida de carga en una de las baterías, etc. En las Figuras 5.11 y 5.12, se muestra el modo en que, tal y como se acaba de comentar, se manifiesta dicho fenómeno.

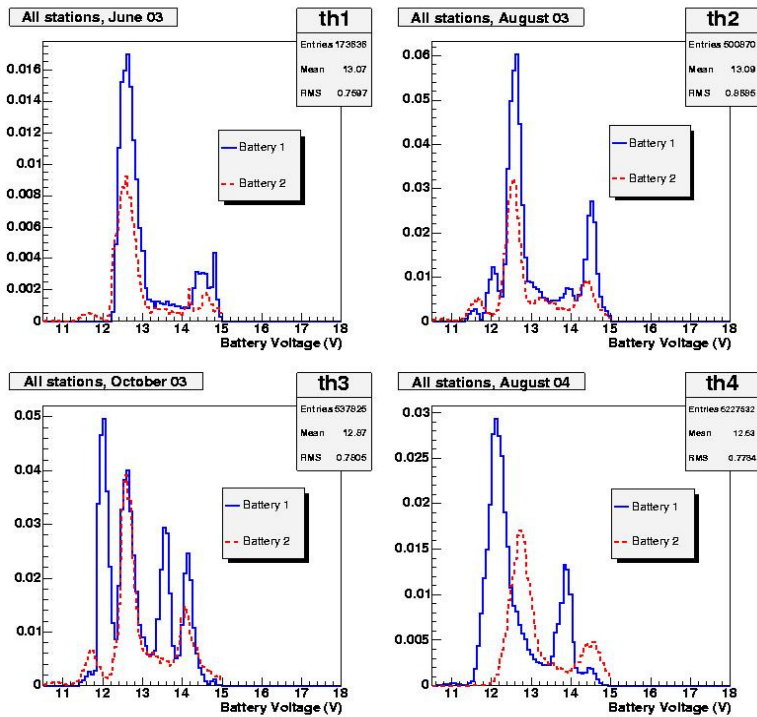


Figura 5.11. Distribuciones de voltaje del conjunto de todas las baterías (batería 1 línea continua azul, batería 2 línea roja discontinua) en Junio, Agosto y Octubre de 2003 y Agosto de 2004.

En particular, en la Figura 5.11, se puede ver el modo en que se ponía claramente de manifiesto en aquel momento dicha pérdida sistemática de voltaje en

la “batería 1”, la cual va tornándose progresivamente dominante en la figura a medida que transcurría el tiempo y, por tanto, eran instaladas las nuevas estaciones y agregados sus datos al total. Por otro lado, la Figura 5.12 muestra la distribución de las diferencias de voltaje entre los valores en descarga para las baterías 1 y 2, tomando todas las estaciones en conjunto. La mayor parte de los valores son positivos y sin excesiva dispersión en torno al valor medio (0.63V en el ajuste a una función gaussiana) Es conveniente clarificar que el pequeño pico situado en torno al valor nulo se corresponde con la proporción de estaciones instaladas y que no presentaban el efecto sistemático (es decir las más antiguas), lo cual evidencia lo generalizado que resultaba dicho factor una vez se han ido instalando nuevas estaciones.

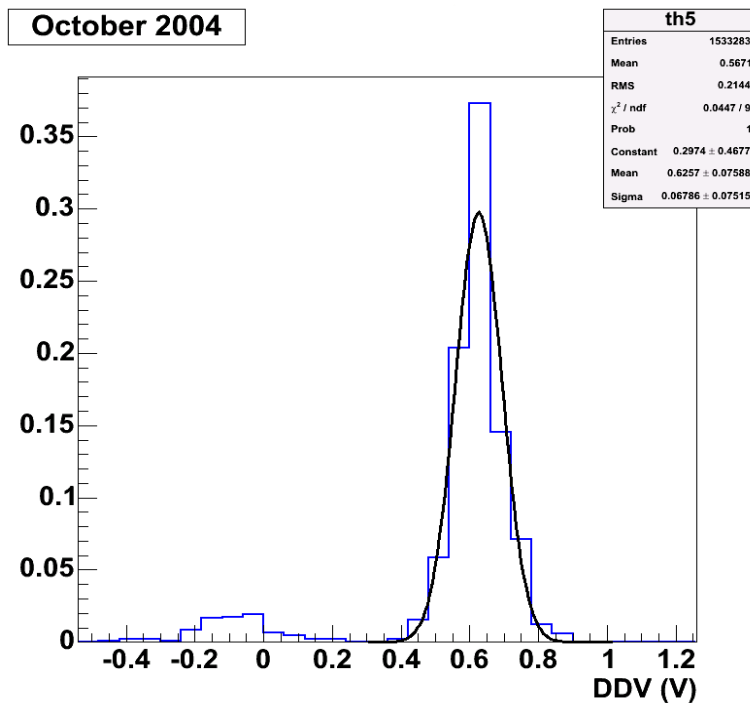


Figura 5.12. Distribución de las diferencias de voltaje entre las dos baterías ( $V_{Bat2} - V_{Bat1}$ ) de cada estación, para todas ellas (Octubre de 2004). En el recuadro superior derecho se muestran los parámetros del ajuste a una función de Gauss.

Si ahora además se tiene en cuenta que el voltaje de una de las baterías se mide directamente y el de la otra se obtiene por diferencia entre el voltaje total (medido también directamente) y el de la batería a la cual está conectada en serie,

todo indicaba, como se decía anteriormente, que se trataba de un problema sistemático en la medición de los voltajes. Esto es debido a que, si se introduce en  $V_1$  y  $V_0$  un efecto sistemático,  $S$ , de manera que sus valores sean  $V_1'$  y  $V_0'$ , se obtiene trivialmente lo siguiente:

$$V_1' \equiv V_1 - S \quad V_0' \equiv V_0 - S$$

$$V_{B2} = V_1 - V_0 \quad \text{conleva} \quad V_{B2}' \equiv V_1' - V_0' = V_1 - S - (V_0 - S) = V_{B2}$$

Donde  $V_{B2}$  es la notación utilizada para referirse al voltaje de la batería 2.

Es decir, al calcular la tensión de la batería 2 se elimina el factor sistemático en virtud de esa sustracción, obteniéndose el valor real.

Como ejemplo ilustrativo añadido del presente proceso de detección de esta circunstancia, se muestra en la Figura 5.13 el modo en que “encajan” las distribuciones de las dos baterías de una estación una vez se adiciona un cierto factor en el voltaje de la “batería 1”.

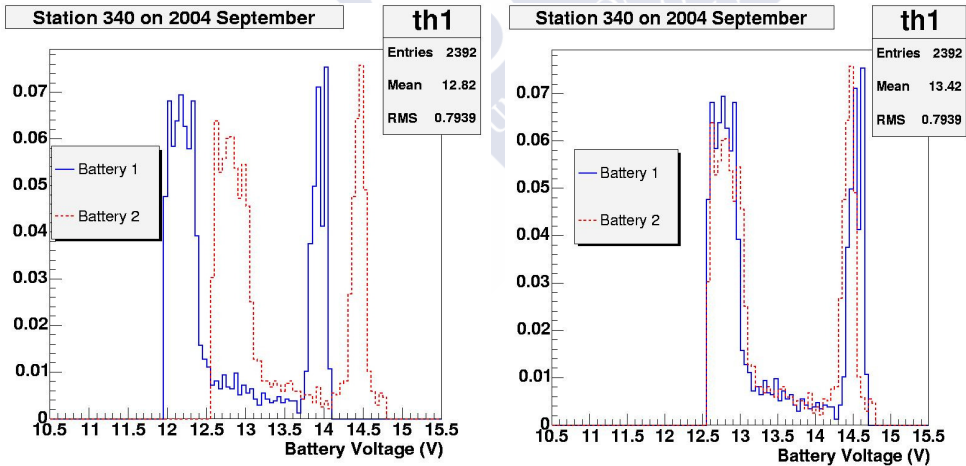


Figura 5.13. A la izquierda se adjuntan las distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 340 en Septiembre de 2004. A la derecha el resultado de corregir la distribución (sumando 0.6 V a  $V_0$ )

### Mediciones en el Observatorio

Ante esta situación, y el desconocimiento real acerca del origen de este problema, resultaba prioritario medir en el propio observatorio si se trataba de una diferencia de voltaje real, con todo lo que ello podría suponer en cuanto a

envejecimiento diferencial entre las baterías, etc. o bien, como así parecía, se trataba de un efecto sistemático en la toma de datos de monitoreaje. Se tuvo ocasión de realizar esta medida en algunas de las estaciones durante una estancia en Malargüe en marzo de 2005 y obtener que la diferencia era ficticia, realizándose el correspondiente estudio de campo en las baterías de diferentes sistemas.

En primer lugar, se utilizó como test la estación denominada Jamie, situada en las inmediaciones del edificio de ensamblaje del Observatorio Pierre Auger. En dicha estación, se realizaron medidas de corriente de fuga a través de los sensores (350  $\mu\text{A}$  en el sensor del borne positivo y 180  $\mu\text{A}$  en el negativo), así como de diferencias de voltaje entre las dos baterías (despreciable). En cualquiera de las mediciones, no se manifestó ningún resultado anómalo, si bien es importante señalar que la estación no se encontraba conectada a la toma de datos del experimento hasta aquel momento. Por último, se observó la existencia de una tensión de unos 0.5V en el cable de alimentación.

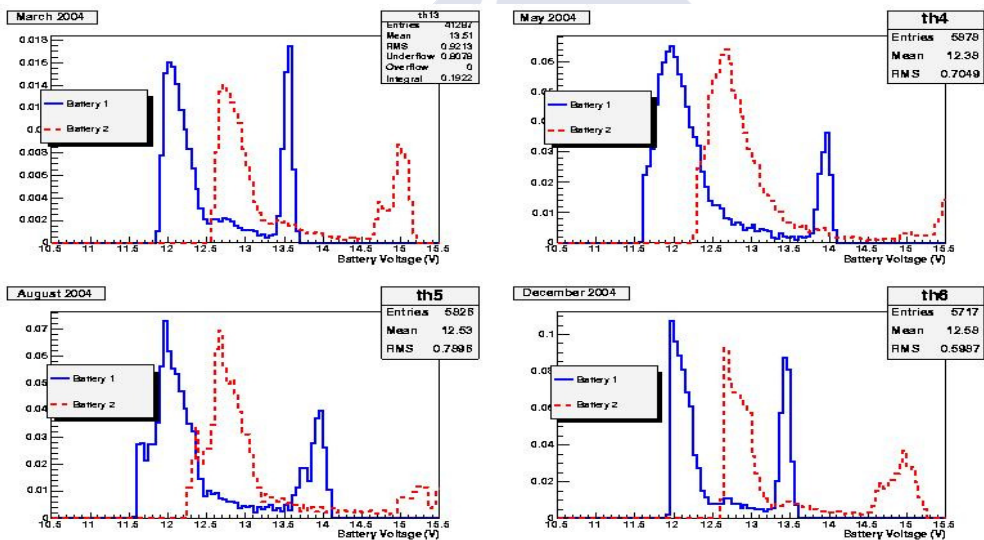


Figura 5.14. Distribuciones de voltaje de las dos baterías de la estación 133 en distintos meses (Marzo, Mayo, Agosto y Septiembre de 2004; de arriba abajo y de izquierda a derecha)

Posteriormente, se llevó a cabo una salida al campo en la cual fueron visitadas dos estaciones de entre las que sí están monitorizadas, en concreto, aquellas cuyos números de identificación son el 253 y el 133. Ambas estaciones se contaban entre las conocidas y observadas por parte del equipo de la USC en aquel momento con cierto detalle a nivel de monitorización, puesto que formaban parte de

las que se hallaban fuera de los rangos de aceptación elegidos en el test de detección de anomalías. Las baterías de la estación 133 se caracterizaban asimismo por poseer una considerable diferencia de voltaje. Por otro lado, la estación 253 se encontraba entre los casos en que no existía una diferencia de voltaje apreciable o ‘sospechosa’ entre las baterías durante sus fases de descarga, siempre atendiendo a los datos de monitorización. En las figuras 5.14 y 5.15, se muestran estas circunstancias. En ellas se puede notar la considerable diferencia de voltaje entre los datos de las dos baterías de la estación 133, mientras que en lo que concierne a la estación 253, se percibe que los picos de descarga de las dos baterías son casi coincidentes, es decir, no existe el citado desdoblamiento.

Respecto a lo que se observó en persona en el campo, decir que las baterías de la estación 133 apenas presentaban diferencia real de voltaje entre sí (se encontraban en estado de descarga), mientras que las de la 253 sí lo hacían: 250 mV. Dicha diferencia se corresponde en este caso con la observada en la figura 5.11 en régimen de regulación.

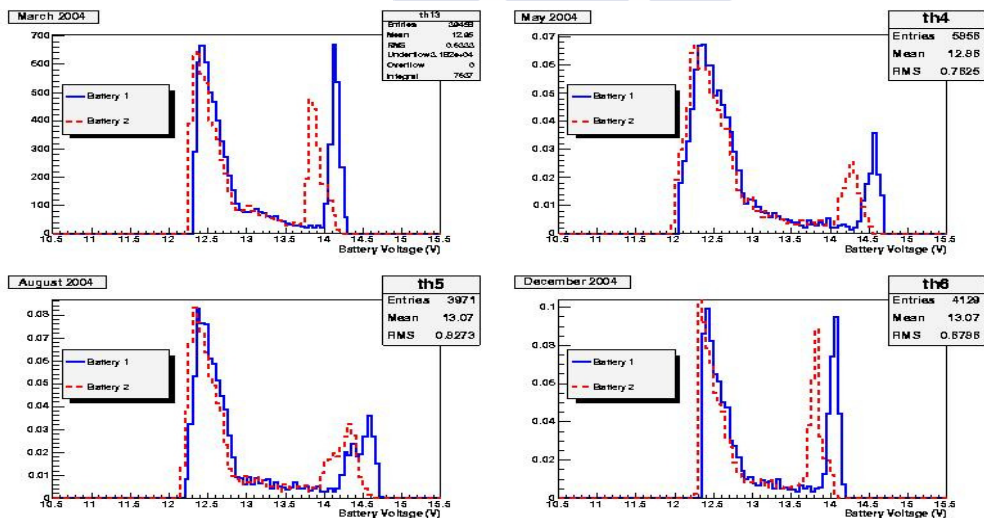


Figura 5.15. Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 253 en los mismos meses que en la Figura 5.14.

En ninguna de ellas se pusieron de manifiesto fugas de relevantes corriente (p. ej. 338  $\mu\text{A}$  y 168  $\mu\text{A}$  en el caso de la 253) o discrepancias significativas entre las intensidades y voltajes reales respecto a lo existente en la electrónica (338  $\mu\text{A}$  reales frente a 330  $\mu\text{A}$  en PMB para el ejemplo). Lo que sí se pudo detectar fue la existencia de voltaje (en torno a 0.5V para 133 y 0.6 para 253) en abierto en el cable de alimentación de la electrónica, al igual que se había observado en la estación

Jamie, que se descargaba paulatinamente al desconectar ésta. El hecho de que la estación 253 posea esos 0.6 V y, sin embargo, no estén desplazados los datos de monitoreaje como en otras estaciones, fue indicio sustancial de que esa tensión no era la responsable directa del corrimiento de voltaje, si bien sí podría deberse a una mala gestión de la misma. Se visitaron igualmente otras estaciones, todas con corrimiento en los voltajes de monitoreo, y ninguna presentaba discrepancias entre sus dos baterías, ni en su estado (dado por el analizador), ni en sus voltajes.

Ante todo esto, sólo cabía concluir que la diferencia de voltaje observada era ficticia, estando asociada a un error de decodificación del sensado interno de la electrónica que fue corregido satisfactoriamente por software, tornándose progresivamente un problema marginal hasta su desaparición, como se puede ver en la Figura 5.16.

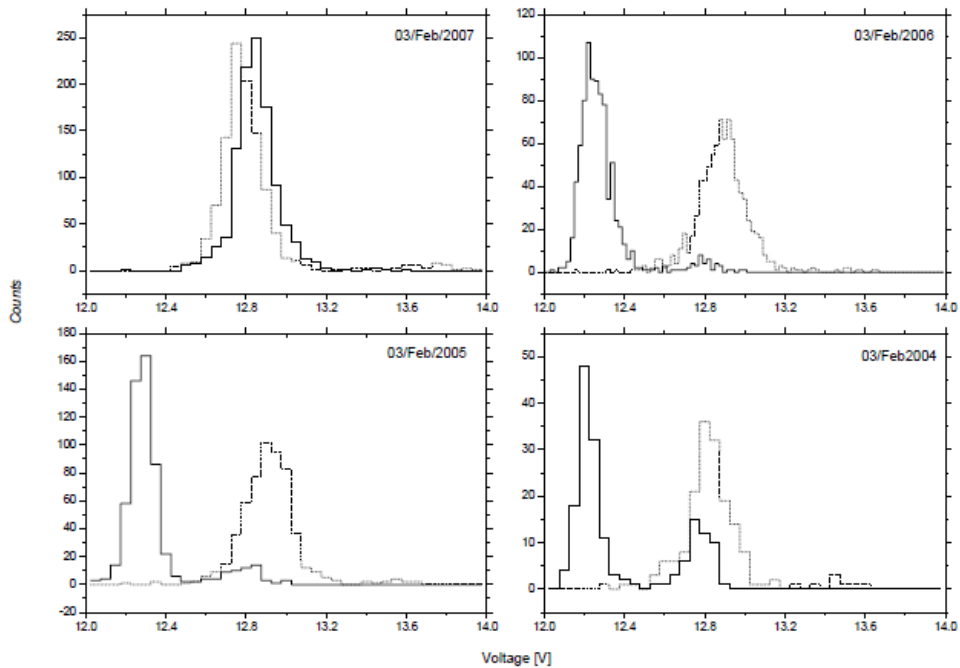


Figura 5.16. *Sesgos sistemáticos en las tensiones nocturnas para estaciones con buen comportamiento en diferentes años. Mediante línea continua se representa la batería 2<sup>8</sup>.*

### Temperatura y regulación:

En el Capítulo 2, se ha visto la importancia de la temperatura de las baterías, no sólo por el hecho de que provoca la variación de la resistencia interna de las

<sup>8</sup> Recuerdo a Laudo Barbosa †.

mismas, sino porque, en base al esto último, el modo de regulación ha de depender en gran medida de ella.

A continuación, en la Figura 5.17, se muestran como ejemplo los valores globales de temperatura de las dos baterías de cada estación por separado, es decir, con los datos de todas las estaciones, constituyendo un histograma normalizado.

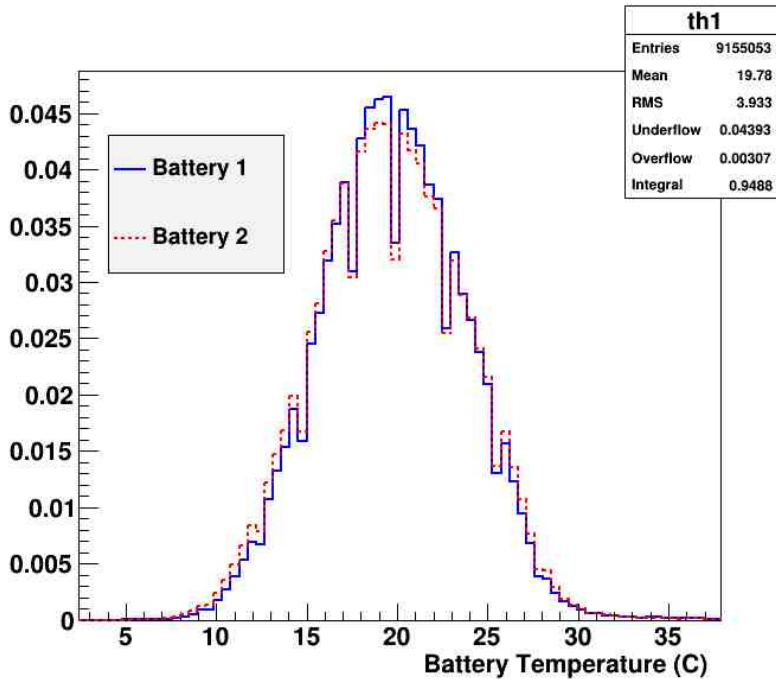


Figura 5.17. Distribución de temperaturas de todas las estaciones en enero de 2014. Con línea continua la dada por el sensor de la batería 1 y en rojo por el de la batería 2.

En dicha figura, se puede ver cómo los valores de temperatura de ambas baterías son perfectamente compatibles entre sí, de lo que se deduce que no hay efectos globales sistemáticos en las medidas de la temperatura. Ello no implica que no puedan existir ciertas discrepancias particulares como, de hecho, así se ha constatado en un cierto número de casos. Respecto al comportamiento que presentan las baterías con la temperatura, decir que, al igual que se había visto en el apartado 2.2, su voltaje de regulación debe variarse de forma inversa con la temperatura, a raíz de  $5 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  y vaso.

Con el fin de comprobar que la regulación está siendo realizada correctamente desde inicio, es necesario conocer el voltaje de regulación de las baterías y su temperatura en distintos momentos, de modo que comparativamente se pueda conocer y juzgar dicho modo de funcionamiento. Una de las posibles formas

de llevarlo a cabo, por la que se ha optado en este punto, consiste en ajustar el pico de regulación de una distribución de voltaje a una función adecuada en un mes determinado y calcular así el valor promedio de dicho pico. Del mismo modo, se realiza algo análogo con la distribución de temperatura en ese mismo mes con el fin de eliminar efectos estadísticos en los datos, al igual que sucedía en el caso anterior. Finalmente, si esto es realizado en distintos meses (estaciones) del año, se obtienen diversos pares de puntos (V,T) que pueden ser ajustados mediante regresión lineal, de forma que la pendiente de la recta resultante debe presentar aproximadamente el citado valor de  $-5 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  y elemento.

Como se verá a continuación, dentro del procedimiento de test de calidad llevado a cabo y al amparo de lo que se acaba de describir, se ha podido constatar que la regulación está siendo realizada correctamente en general dentro del dispositivo experimental. Dicha circunstancia puede ejemplificarse en la Figura 5.18, en la cual se representan las distribuciones de voltaje total normalizadas ( $V_1$ ) de dos de las estaciones estándar (cuyos números identificativos de estación son 152 y 154), en cinco meses diferentes solapados (distintos colores).

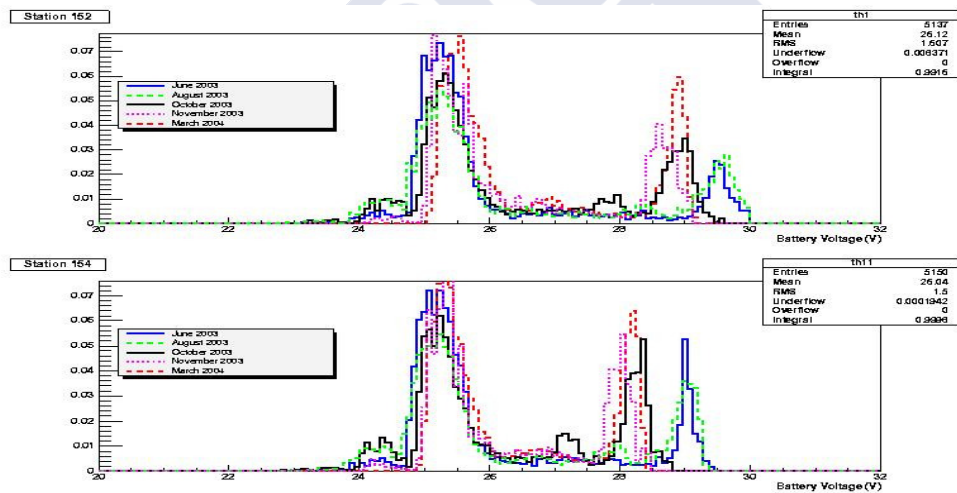


Figura 5.18. Distribuciones de voltaje en distintos meses y colores (Junio de 2003 en azul, Agosto en verde, Octubre en negro y Marzo de 2004 en rojo). En la parte superior, la estación 152 y en la inferior la 154.

En las gráficas se puede ver (tal y como se había comentado ya en el Capítulo 3) cómo existe un desplazamiento del entorno de regulación en función del mes considerado, es decir, de la temperatura. Asimismo, se puede notar el modo en que los meses de invierno (Junio y Agosto) presentan mayores valores de voltaje

(temperatura más baja), mientras que los meses más calurosos están asociados a valores más bajos (por ejemplo Noviembre, en rosa). Al mismo tiempo, tal y como se ha descrito, si se lleva a cabo el ajuste lineal del voltaje promedio del pico de regulación, dividido entre el número de “vasos” (doce), para cuatro estaciones (puestas en funcionamiento en Abril de 2003: 128, 152, 154 y 155), en función de la temperatura promedio del mes en cuestión se obtiene el resultado mostrado en la Figura 5.19. Como se puede ver, los valores obtenidos para las pendientes son próximos a los  $-5 \text{ mV/}^\circ\text{C}$  en la mayor parte de los casos.

Cabe mencionar que el efecto de la temperatura en la vida media de las baterías resulta de notable importancia, no sólo por el hecho intrínseco de aumentar la corrosión a medida que ella se acrecienta, sino que también por la circunstancia de que, si una batería está siendo inadecuadamente regulada debido a una mala medida de su temperatura, ello puede inducir que se establezca en la misma un exceso de sobrecarga o bien el caso contrario: que no llegue a producirse ningún tipo de gaseo electrolítico, con el correspondiente efecto derivado de la estratificación y sulfatación.

### **5.2.3 Detección de anomalías.**

En el experimento Pierre Auger, así como en la mayor parte de los elementos aislados que requieren de este tipo de fuentes de energía, el sistema fotovoltaico constituye todo el aporte energético disponible. De ahí que sea crucial que su funcionamiento sea constante y uniforme, así como la importancia de poder llevar a cabo la detección precoz e identificación de anomalías, ya que permite llevar a cabo fundamentales acciones de mantenimiento con la suficiente antelación y control. La detección de estas anomalías por métodos de software no es una tarea evidente ni que se haya realizado satisfactoriamente hasta la fecha.

En lo que sigue, proponemos un método de detección e identificación basado en la distribución de la función de voltaje de las baterías.

#### Método para detección e identificación de anomalías.

Como se ha dicho anteriormente, resulta prioritaria la puesta a punto de un protocolo sistemático, completo, robusto y dinámico para la gestión de los fallos en el sistema de alimentación de los detectores de superficie del observatorio Pierre Auger, y es precisamente una primera, seria y sencilla aproximación a ello el procedimiento que se propone a continuación.

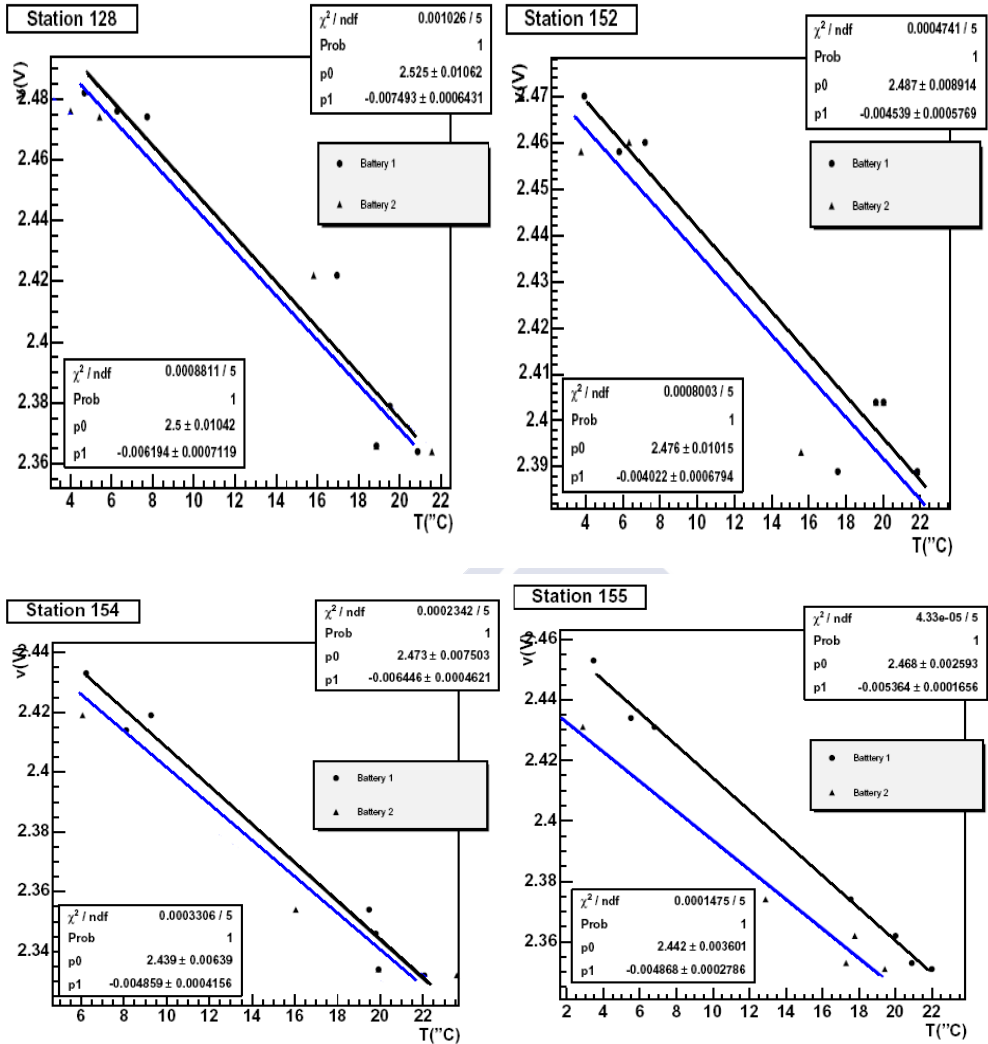


Figura 5.19. En el eje de ordenadas, se representan los valores promedio del voltaje de regulación por cada elemento o vaso; en el eje abscisas la temperatura promedio de cada una de las dos baterías en el mes correspondiente. Las líneas negras se corresponden con el ajuste obtenido a partir de los datos de temperatura de la batería 1 de cada estación, mientras que las azules lo hacen con los valores de la batería 2 (puntos marcados con un triángulo). En el recuadro superior derecho se presenta la información del ajuste lineal de la batería 1; el recuadro inferior izquierdo hace referencia a la batería 2 (en ambos casos, la pendiente se denota como “p1” y la ordenada en el origen como “p0”).

El método que se propone consta de varias fases claramente diferenciadas que se esquematizan en la Figura 5.20.

→ En primer lugar, se debe asegurar que el sistema de sensores y monitoraje está funcionando correctamente mediante el descarte de los datos que, por diversos criterios en función del caso, resulte evidente que han sido erróneamente tomados.

→ El segundo paso, que puede considerarse simultáneo al tercero, consiste en, una vez se consta de datos ‘limpios’ para la realización del análisis, llevar a cabo el estudio y detección de la existencia de anomalías mediante una comparación bin a bin entre las distribuciones de voltaje de las baterías de las diferentes estaciones y las que presenta una batería tipo, cuyo tiempo de funcionamiento sea preferiblemente equiparable. De esta forma, es posible establecer unos estándares para las diferentes regiones de funcionamiento en los que se pueden fijar rangos de tolerancia discriminantes y graduados en función del caso y gravedad del mismo para cada clase de anomalía.

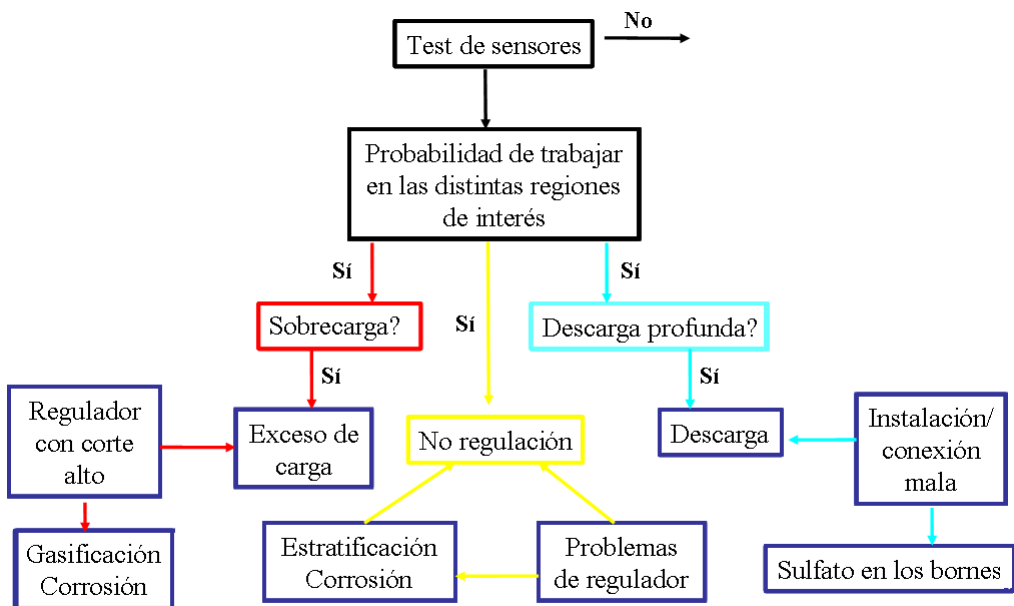


Figura 5.20. Esquema del método propuesto para la detección de problemas en baterías. Los recuadros rojos contienen el procedimiento; los azules las causas y efectos de las anomalías detectadas.

→ El tercero establece la citada identificación de cada anomalía para cada batería, distinguiendo entre tres tipos fundamentales, no excluyentes entre sí (tanto por estación como por batería): descarga profunda, sobrecarga y problemas en el proceso de regulación. Dentro de esto último se engloban tanto regulaciones deficitarias o excesivas en volumen como una regulación incorrecta, en el sentido de no mantenerse adecuadamente la flotación no existir, ya sea por problemas intrínsecos de la batería o del regulador. Entre estos últimos se incluyen anomalías en la frecuencia de pulsos de corriente emitido por el mismo.

En lo que sigue, se verán con mayor nivel de detalle dicho protocolo así como numerosos casos detectados mediante su uso. Siguiendo el orden que se ha establecido, se comenzará por el citado chequeo de datos y en general la muestra de varios problemas existentes asociados a la adquisición de los mismos.

### **5.2.3.1 Sistema de monitoraje.**

Es evidente que un tipo fundamental de problemas ligados a la monitorización son los de los sensores utilizados en la adquisición de datos, tanto en lo que respecta a posibles malos contactos que puedan resultar durante el proceso de instalación como a defectos en la transferencia de los datos por radio o gestión de los mismos. El mecanismo que se lleva a cabo para la detección de problemas de sensores (voltaje, temperatura, etc.) consiste en obtener para cada una de las estaciones la probabilidad de que los datos procedentes de ellas sean anómalos, es decir, se encuentren en valores difícilmente imaginables e inconsistentes. Como ejemplo citar el caso de los sensores de voltaje, bajo los cuales se considera que valores excesivamente bajos o altos de dicha magnitud deben ser causados por algún problema en ellos mismos. En ese sentido y típicamente, valores de voltaje de baterías que sean menores de unos 8V o mayores de 18 se considera que responderán en un porcentaje muy elevado a esto, dado que, por ejemplo, la electrónica de cada detector está asimismo controlada remotamente por medio de multitud de parámetros y está programada para realizar el corte de forma automática cuando el voltaje alcanza los 10V, siendo difícilmente imaginable una autodescarga extra de la batería de más de 2V en ese estado. En el caso de los sensores de temperatura el mecanismo es análogo: temperaturas mayores de 60 °C ó menores de -30 son manifiestamente erróneas, si bien habitualmente los fallos en sensores de temperatura se traducen en medidas claramente extremas, por lo que no es necesario afinar demasiado este corte.

Por otra parte, es interesante también evaluar la probabilidad de que voltaje y temperatura presenten valores nulos, tanto por el hecho de que un exceso de ellos

(en el caso del voltaje, su mera existencia) es síntoma inequívoco de una mala medida o problema subyacente en la misma, como también porque puede permitir hallar problemas en el procesado de la información. Esto último se puede verificar de modo tajante si se ponen de manifiesto correlaciones entre los ceros de distintas magnitudes de varias estaciones.

De forma más detallada, el procedimiento llevado a cabo en el contexto de sensado y gestión de monitorización consiste en lo siguiente:

- **Sensores de voltaje:** Para su control, se evalúa la probabilidad (en %, ver ecuación (5.1)) de que los valores medidos para dichas magnitudes se sitúen en el intervalo (0,7) o adquieran valores mayores de 18V. Una vez llevado a cabo esto, existirán una serie de estaciones cuyos valores resultantes sean sensiblemente mayores que cero, para las cuales se realizará una distribución de voltaje completa a fin de tratar de esclarecer si se trata de un problema de sensores o de otro tipo.

$$P_R = \frac{n_R^{\circ}}{n^{\circ} total} 100 \quad (5.1)$$

En la ecuación (5.1), “P<sub>R</sub>” representa de modo sencillo la probabilidad de que una batería tome valores de voltaje entre cero y siete voltios, o más de 18, según el caso. Por otro lado, “n<sub>R</sub><sup>o</sup>” representa el número de valores de voltaje presentados por parte de la batería en el rango que se considere durante un cierto periodo de tiempo y “n<sup>o</sup> total” es el número total de valores de voltaje adquiridos por la batería en dicho intervalo de tiempo.

Por otra parte, como se había comentado previamente, es importante asimismo estimar la probabilidad de que las estaciones muestren valores nulos de tensión (ecuación (5.2)). Esto último tendrá la doble utilidad de, por un lado, permitir localizar y caracterizar sensores que se encuentren en estado defectuoso o desconectados, así como por otro detectar alguna anomalía sistemática que pueda estar presente en la transmisión o procesado de dichos datos.

$$P(0) = \frac{n^{\circ}(0)}{n^{\circ} total} 100 \quad (5.2)$$

En la ecuación (5.2), P(0) simboliza la probabilidad de que los voltajes de una batería sean tomados como nulos en un intervalo de tiempo y n<sup>o</sup>(0) es el número de ceros existentes para dichos valores en un cierto intervalo de tiempo que se convenga, tanto en general como en función del caso.

- Sensores de temperatura: En este caso, y de modo análogo a lo que sucedía en el anterior, se calcula la probabilidad (ecuación (ec 5.3)) de que los datos de temperatura tomen valores por encima de 60 °C ó por debajo de -30. Del mismo modo, es recomendable que se efectúen las distribuciones de temperatura correspondientes con el fin de poder reconocer posibles problemas de escala de sensores estrictamente estropeados.

$$P(\overline{-30,60}) = \frac{n^{\circ}(\overline{-30,60})}{n^{\circ}total} 100 \quad (5.3)$$

En la ecuación (5.3), “ $n^{\circ}(\overline{-30,60})$ ” es el número de valores de temperatura menores que -30°C o mayores que 60°C y “ $P^{\circ}(\overline{-30,60})$ ” es su probabilidad.

Por último, y en esa misma línea, se ha de realizar el cálculo de la probabilidad de presentar valores de temperatura nulos, tanto para localizar sensores en malas condiciones o desconectados, como para indagar en la existencia de los citados posibles fallos en el procesado de la información (en este punto resulta evidente la importancia de prestar atención a alguna semejanza que pueda existir entre el resultado obtenido y el correspondiente al voltaje).

$$P(T = 0) = \frac{n^{\circ}(T = 0)}{n^{\circ}total} 100 \quad (5.4)$$

Mediante el método descrito, se han observado problemas de sensores en baterías durante periodos de tiempo apreciables, tanto en lo concerniente a las medidas de voltaje como a las de temperatura, en algunos casos por exceso y en otros por defecto. Asimismo, han sido detectados problemas en la transferencia de datos.

En lo que sigue, se resumirán algunas de las observaciones realizadas más destacables.

a) Problemas de sensores:

En primer lugar, se considerarán los problemas asociados a fallos en los sensores propiamente dichos. El procedimiento utilizado se basa fundamentalmente en la metodología que se acaba de describir.

En la Figura 5.21, se muestra a modo de ejemplo para cada una de las estaciones instaladas en aquel entonces la probabilidad de que alguna de sus dos

baterías presente valores anómalos de voltaje en un cierto periodo de tiempo, donde se puede observar que existen varias estaciones que presentan dicho problema.

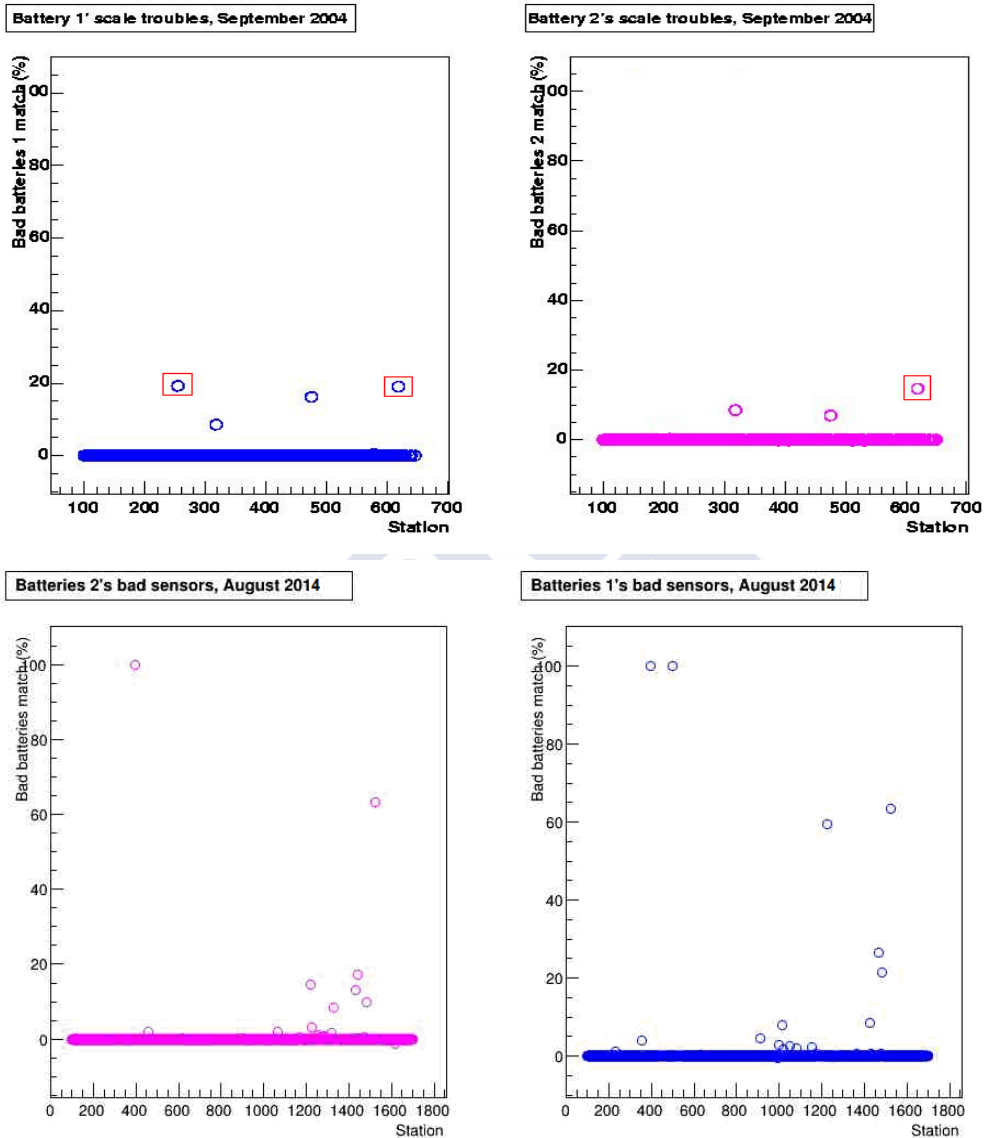


Figura 5.21. En el eje de abscisas el número de estación, en el de ordenadas la probabilidad en tanto por ciento de tener un voltaje comprendido entre 0 y 7V ó más de 18 en Septiembre de 2004. Izquierda batería 1 (azul) y derecha batería 2. Se señalan con un recuadro rojo las estaciones 254 y 619. En la parte inferior se muestran las mismas figuras en 2014.

Por otra parte, la Figura 5.22 contiene asimismo las distribuciones de voltaje de las dos estaciones cuyos puntos están resaltados en la Figura 5.16 (números de estación 254 y 619). La batería 1 de la estación 254 muestra una distribución de voltaje estándar cuyos valores se ven reducidos aproximadamente a la mitad (debido a un posible problema puntual de escala y/o sensores) Por su parte, la estación 619 manifiesta efectiva y equivalentemente a este último caso un problema generalizado de sensor bajo el cual los valores se reducen muy notablemente. Es de destacar asimismo de la figura el hecho de que la mencionada estación 254 tan sólo presenta problemas en los datos de voltaje de su batería 1, mientras que en la 619 lo hace para sus dos baterías, demostrando que el problema de sensado subyacente en esta última estación era más generalizado y grave.

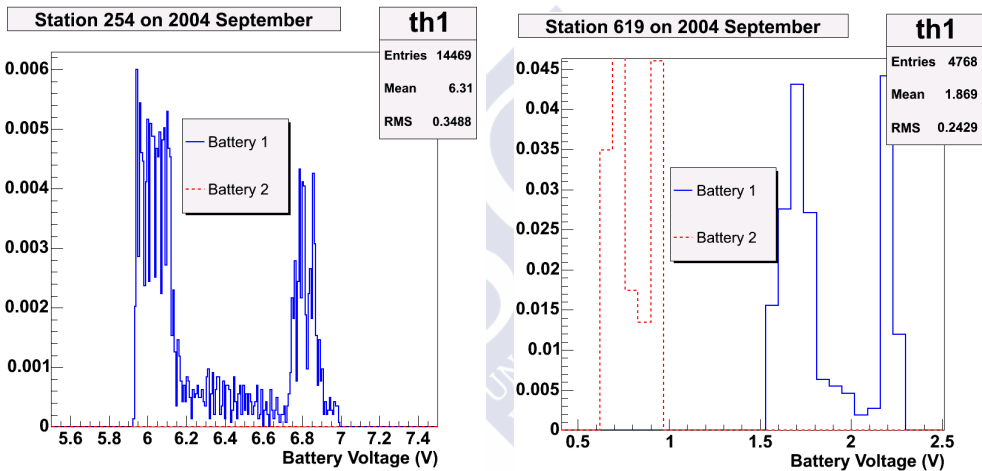


Figura 5.22. En la parte izquierda se representa la distribución de voltaje de las baterías de la estación 254 en Septiembre de 2004. En la derecha aparece lo mismo para la estación 619.

En las representaciones contenidas en las Figuras 5.23, se muestra una ejemplificación equivalente para los sensores de temperatura (sensores con registros de temperatura mayor a 70 °C o menor de -70). En ellas se puede ver que existía y todavía existe una cantidad considerable de estaciones cuyos sistemas fotovoltaicos tienen instalados sensores de temperatura que funcionan incorrectamente. En lo concerniente a este hecho, cabe destacar que ha sido observado in situ en el dispositivo experimental que dicha circunstancia se corresponde con frecuencia con un problema de humedad en los sensores. Por otro lado, se observa que existe un desequilibrio importante en 2012 (igualmente presente en 2014) en el número de sensores caídos entre ambas baterías que habrá de estudiarse por parte del personal técnico del Observatorio.

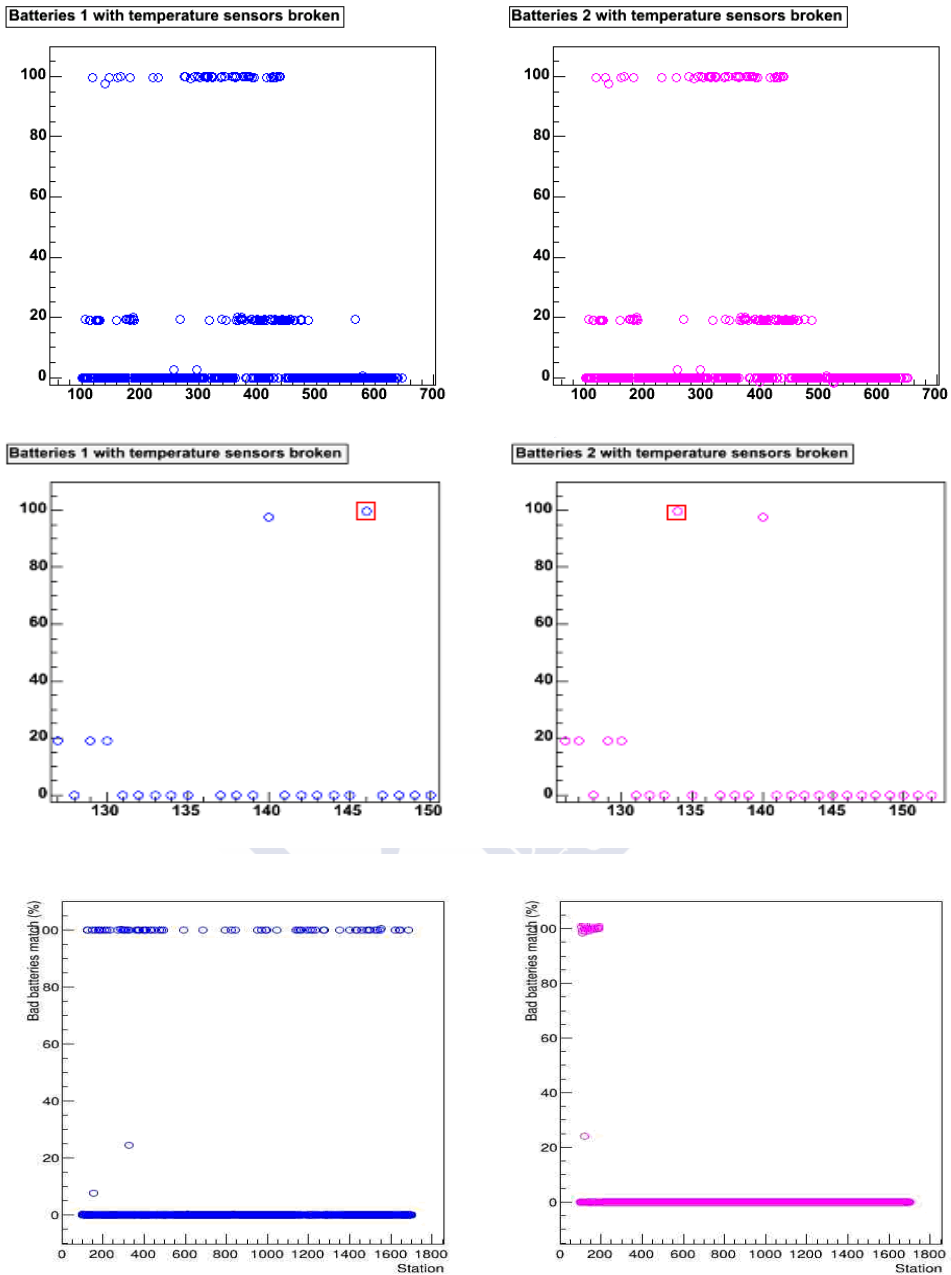


Figura 5.23. En el sector superior, se muestran las probabilidades de que las baterías de cada estación presenten medidas de temperatura fuera del rango  $[-70, +70]$ . En el central se detallan ciertas regiones de dichas figuras así como se resaltan en rojo las estaciones 134 y 146, mientras que en el inferior el estado en agosto de 2012.

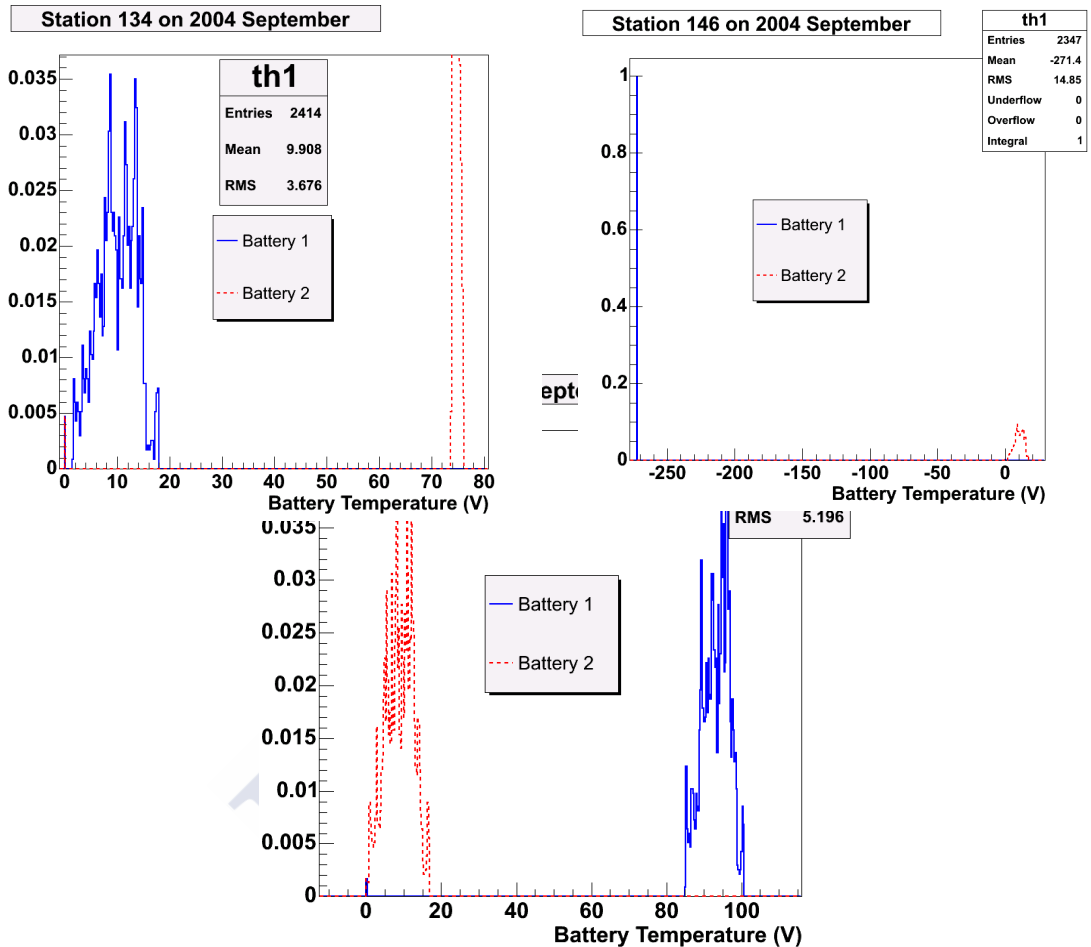


Figura 5.24. En la mitad superior, se muestran las distribuciones de temperatura de cada una de las baterías de las estaciones señaladas en la Figura 5.18, mientras que en la inferior está representada la distribución de temperaturas de la estación 274, otra de las detectadas mediante la metodología planteada.

A modo de ejemplo, en la Figura 5.24, se muestran tres tipos diferentes de problema, dos de ellos correspondientes a las estaciones que se señalan en la parte inferior de la Figura 5.18 y un tercero a una estación cuyo detalle no se había indicado en dicha figura por no perder resolución al efectuarlo. Obsérvese cómo en particular en esa estación (274) parece existir un problema de escala en la temperatura de la batería 1, dado que la distribución no es anómala, si bien sí está

compuesta con valores sumamente elevados. Por otra parte, en el caso de la estación 146, se pone de manifiesto que el sensor de temperatura de la batería 2 está dañado (indica una temperatura de 0K) y en la 134 se percibe una distribución de temperatura anómala para la batería 2, con datos fijos en un valor alto (unos 74°C) lo que evidencia las condiciones en que se encuentra.

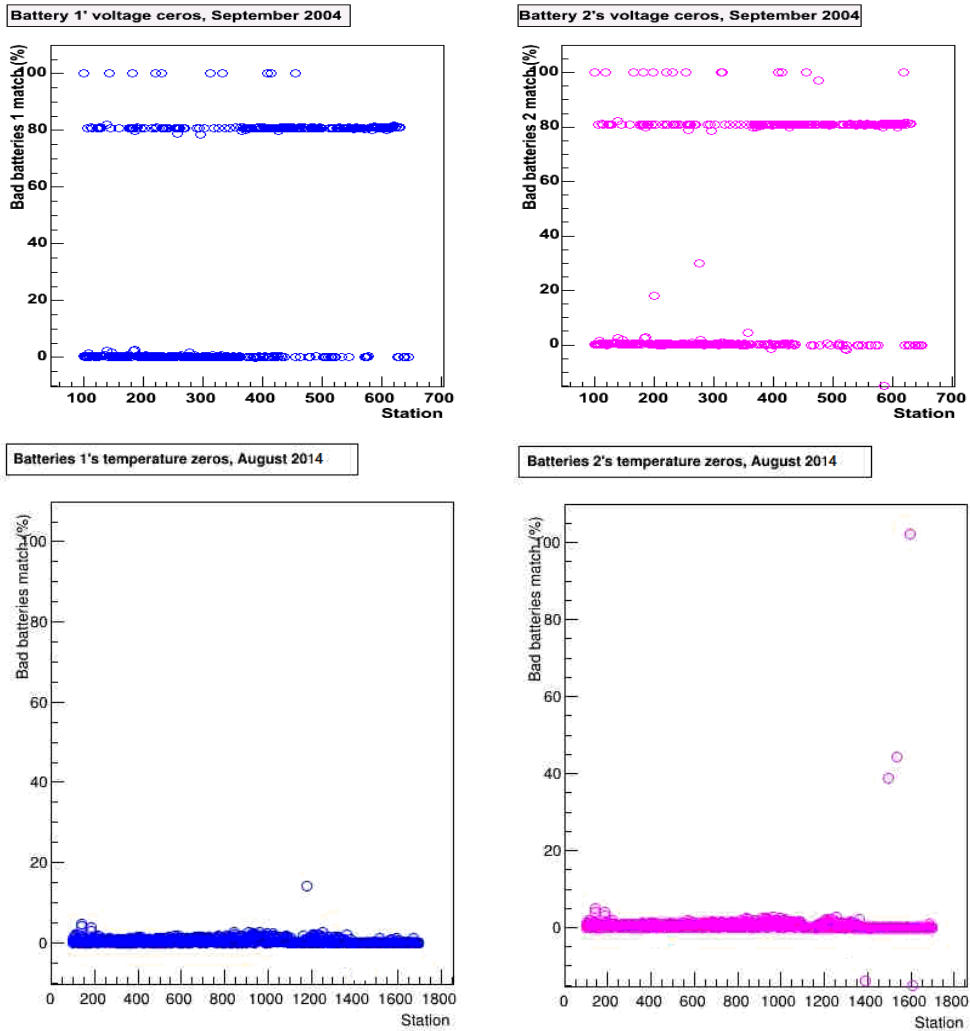


Figura 5.25. En la parte superior se sitúan las probabilidades (en %) de presentar voltaje nulo para cada estación (izquierda batería 1, derecha batería 2). Las gráficas de la parte inferior se corresponden con lo mismo para los ceros de temperatura, tanto en el año 2004 como 2014.

Cada uno de los casos observados, así como en todos aquellos errores asociados a la electrónica que se detectan durante el análisis de los datos de monitoreo son reportados en forma de alarma software al retén responsable de mantenimiento para su corrección, siendo el tiempo medio de respuesta 4 días.

b) Problemas de transmisión de datos:

En este apartado, se muestra un problema de carácter frecuente detectado mediante el tipo de análisis que se viene discutiendo a lo largo de la sección. Tal y como corresponde con dicho método de trabajo, en la Figura 5.25 se encuentra representada la probabilidad de cada batería y de cada estación de presentar valores nulos de voltaje o temperatura en un mes. En dicha figura, se ponen de manifiesto dos circunstancias: Por un lado, se puede observar que existe una simetría considerable en gran parte de las estaciones entre el comportamiento de los ceros de voltaje y temperatura para sus dos baterías. Por otro lado, existe una simetría, esta vez entre el comportamiento de los valores nulos de voltaje respecto a los de temperatura en 2004, de hecho, en una porción notable de las estaciones, el porcentaje de datos con valores nulos de voltaje y temperatura era muy elevado (80% -dicho porcentaje también se observa en las corrientes-). Esta última situación hizo pensar en un posible problema en la gestión de la información de monitoreo de esas estaciones (envío por radio, adquisición de datos, almacenamiento de los mismos, etc.) fue solventado de forma satisfactoria. La consecuencia de una circunstancia como la acontecida es que el número de informaciones correctas por día se aproxime a 30 en vez de las 144 previsibles de la toma de datos cada 10 minutos. Este número es importante, ya que establece la sensibilidad temporal en la propia detección de anomalías. En la misma figura se observa la estabilidad lograda, ya en el 2012, en el mismo parámetro.

### **5.2.3.2 Detección e identificación de anomalías.**

Una vez que se encuentra bajo control la adquisición de los datos de monitoreo, puede iniciarse con los mismos la siguiente etapa de la presente metodología para detección de anomalías, así como en dicho proceso se mostrarán varios de los problemas detectados y las causas/consecuencias de los mismos.

De forma general, el método propuesto puede considerarse que posee una doble vertiente, de una parte la detección de anomalías del sistema, y otra destinada a la propia identificación de cada anomalía que permite tomar las medidas oportunas

en cada caso. En la utilización del método se tiene en cuenta el efecto de la irradiación/temperatura.

Como se había anticipado, el método para la identificación de anomalías se basa fundamentalmente el estudio de la frecuencia en que cada una de los acumuladores trabaja en las distintas regiones de voltaje, descritas en el capítulo segundo Conociendo el modo en que se comportan dichos regímenes, se puede caracterizar de modo empírico y estadístico el estado de funcionamiento de dichos elementos, así como los posibles problemas o eventualidades que puede presentar.

A modo de ejemplo, en la Figura 5.26 se muestran las probabilidades (%) promedio de ocupación para cada una de las regiones de trabajo en distintos meses, dentro de un grupo muestral de baterías que funcionan de modo conocido y diverso [57].

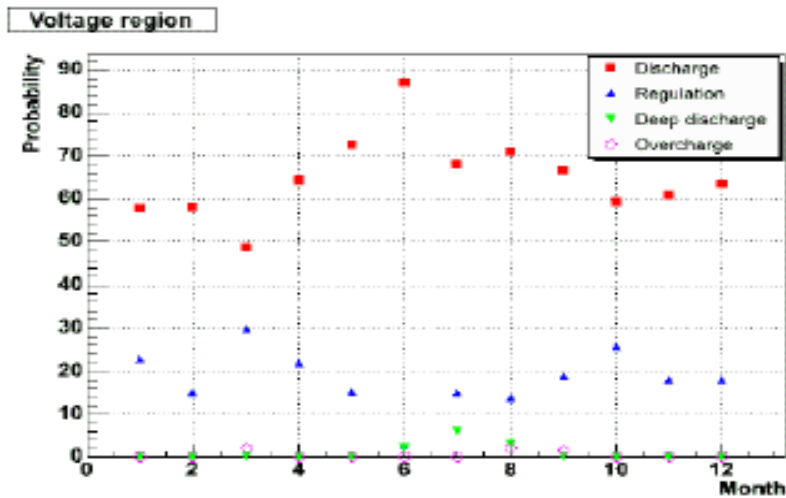


Figura 5.26. Porcentaje promedio de tiempo en cada una de las regiones principales de trabajo (amarillo descarga profunda, rojo descarga, verde carga-descarga y azul regulación) de una muestra de baterías del Observatorio Pierre Auger ( $V_1$ ) a lo largo de un año.

En dicha figura, y como primera observación, se manifiesta de modo generalizado la dependencia estacional de las baterías en cuanto a la distribución de sus diferentes regimenes de funcionamiento. De esta manera, se evidencia como la probabilidad de presentar descarga profunda se ve incrementada en los meses de invierno, de la misma forma que el tiempo transcurrido en regulación se ve reducido (menor irradiación y días más cortos) y así como por consiguiente el régimen de descarga se ve incrementado. La dependencia estacional de la sobrecarga resulta menos acusada, siendo aparentemente más probable en primavera y otoño.

Como se indicaba, las anomalías esenciales se pueden integrar típicamente dentro de tres categorías, en su mayoría no excluyentes entre sí, es decir, problemas asociados a descarga profunda, sobrecarga y una regulación deficiente.

La metodología planteada para este tipo de análisis y control sistemático se esquematiza en la Figura 5.27.

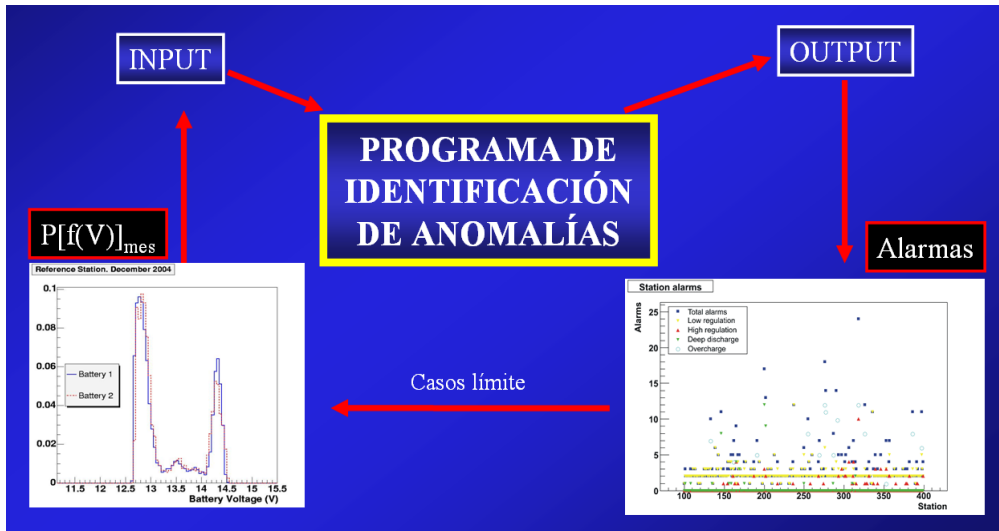


Figura 5.27. Esquema de la sistematización planteada para detección e identificación de anomalías mediante el análisis distributivo de las tensiones en baterías.

De modo similar a cómo se había introducido en la Figura 5.15, en ésta se puede ver que dicho programa consta básicamente de una entrada compuesta por las distribuciones de voltaje de las baterías de cada estación y de una salida conformada por una serie de alarmas que, luego del procesado y tratamiento de datos, resultan catalogadas por tipo y severidad y duración en el tiempo. El modo de operación se lleva a cabo a través de diferentes vertientes en función del tipo de anomalía, el tiempo de funcionamiento de la batería y las condiciones meteorológicas particulares en el momento del análisis, así como en las proximidades del mismo, dada la inercia o ‘histéresis’ que presentan estos elementos respecto a ellas.

De modo fundamental y general, el procedimiento consiste en la construcción mensual de la distribución de probabilidades de operación de las baterías en cada uno de los regímenes de interés, de forma que aquellas que disten lo suficiente del rango estadístico de seguridad generado en dirección desfavorable un mínimo de dos desviaciones estándar de la media, y en caso de regímenes cuyo funcionamiento sea disperso y ajustables a gaussiana disten dos sigmas o más de su

promedio en dicha dirección, constituirán una alarma para el tipo de anomalía considerado. Particularizando a los casos de descarga profunda y sobrecarga, la existencia de dichos regimenes supone una alarma, que es catalogada jerárquicamente en función de su severidad y extensión en el tiempo del modo que sigue:

- Alarma de primer nivel (del mismo nivel a las generadas por desviación de promedio en regimenes de operación estándar):

$0 < P_{SC} \leq 0.05$  , siendo  $P_{SC}$  la probabilidad de operación en régimen de sobrecarga para la batería.

- Alarma de segundo nivel:

$0 < P_{DD} \leq 0.05$  ó bien  $0.05 < P_{SC} \leq 0.10$  o bien 2 alarmas base.  $P_{DD}$  es la probabilidad de operación en descarga profunda.

- Alarma de tercer nivel:

$0.05 < P_{DD} \leq 0.15$  ó bien  $P_{SC} > 0.10$ , ó bien dos alarmas de segundo nivel.

- Alarma de máximo nivel:

$P_{DD} > 0.15$  ó dos alarmas de tercer nivel.

En lo que sigue, se detallarán por separado las diferentes y principales regiones de funcionamiento objeto de estudio para una mejor descripción y ejemplificación de la metodología planteada.

#### b1) *Descarga profunda:*

Un problema severo al que pueden enfrentarse las baterías de plomo ácido estándar, que había sido descrito con anterioridad (sección 2.2 ó 4.1.2), agravado en el caso de tratarse de baterías de bajo mantenimiento como las presentes, resulta de un excesivo descenso de voltaje por parte de las mismas. Dicho estado de funcionamiento se conoce y había definido como régimen de descarga profunda, dado que, como se había indicado, está ligado directamente con una excesiva sulfatación que, en función de la profundidad y la prolongación en el tiempo de la misma, podría resultar irreversible [1, 58]. En estos casos, lo que subyace a la aparición de este severo problema es que la batería o bien se descarga muy rápidamente por encontrarse en condiciones defectuosas (capacidad reducida) por diversas causas (problema de fabricación, excesivo almacenaje sin recargas, etc), o bien existe un problema en el proceso de carga que puede ser debido a la

desconexión/defecto de algún panel, así como incluso una anomalía en el proceso de regulación o incluso un agravamiento/singularidad de las condiciones meteorológicas para las que el sistema no esté suficientemente dimensionado.

Por otro lado, resulta importante señalar en este punto que, teniendo en cuenta el hecho de que las dos baterías de cada estación están conectadas en serie, así como el que el regulador actúe sobre ambas en función de su voltaje total, puede traducirse en que, en el caso de que una de ellas presente algún problema de los que se acaban de ver, y con ello la correspondiente dificultad para alcanzar los regímenes de funcionamiento adecuados, la batería restante en dicha conexión se verá asimismo perjudicada en un sentido opuesto (sobrecarga). Por tanto, se trata de un tipo de anomalía de considerable importancia, tanto por lo dañina que resulta en sí misma como por los efectos derivados de ello, y que, por ende, es de notable importancia su detección y reconocimiento con suficiente anticipación.

Para llevarlo a cabo, y dentro de una sistematización simplificada análoga a la que se había visto en las secciones anteriores, se estima la probabilidad de que alguna de las baterías de cada estación se encuentre operando bajo un régimen de descarga profunda (lo cual se corresponde con tensiones inferiores a 11.8 V, como se había visto), tal y como se muestra en la ecuación (5.5):

$$P_{DP} = \frac{n^{\circ}(0,11.8)}{n^{\circ} \text{ total}(\neq 0)} 100 \quad (5.5)$$

En dicha ecuación, “ $P_{DP}$ ” es la probabilidad en tanto por ciento de que la batería se encuentre operando en un régimen de descarga profunda, “ $n^{\circ}(0,11.8)$ ” es el número de valores de voltaje mayores que 0 V y menores que 11.8 tomados por la batería en cierto intervalo temporal (habitualmente un mes), y “ $n^{\circ} \text{ total}(\neq 0)$ ” es el número total de valores no nulos y filtrados según los criterios expuestos en la sección 5.2.3.1.

De la evaluación generalizada de dicho parámetro, surgirán estaciones con una magnitud relativamente elevada de dicho valor para alguna de sus baterías (cuando que de hecho, como se ha visto, cualquier valor distinto del nulo indica un estado de operación que no se adecua a lo ideal), lo cual será un notable indicio de que se encontrará operando bajo las condiciones del proceso descrito. Como se ha visto, en caso de tratarse de alarmas leves y no excesivamente numerosas o prolongadas en el tiempo, tal y como se indicaba en la figura 5.24, resulta aconsejable evaluar gráficamente la distribución de voltajes de dichas baterías para confirmar y categorizar con mayor precisión el efecto, si bien la información dada por este análisis puede ser de por sí ya suficiente.

A continuación, se mostrarán de modo ilustrativo algunos de los casos detectados mediante su aplicación ya en momentos tempranos en lo concerniente a su instalación en particular y en general la construcción del observatorio.

La Figura 5.28 muestra la probabilidad (%) de que cada batería de cada estación presente voltajes comprendidos en la región de descarga profunda en el mes de Agosto de 2004 y 2014. Cabe aclarar por completitud y consistencia con lo visto anteriormente que, con el fin de minimizar el efecto causado por el problema sistemático visto en el test post-instalación (sección 5.2.2.1), se han corregido estos datos de 2004 mediante la adición de 0.6V en el voltaje de cada batería 1.

En la figura, se puede observar cómo por parte de la batería 1 existe una probabilidad globalmente algo más elevada de alcanzar la región de descarga profunda que en el caso de la batería 2, siendo esto último más acentuado en los datos recientes de 2014. Esto es una observación notablemente generalizada cuyo origen podría encontrarse en el citado hecho de que el proceso de regulación se esté llevando a cabo sobre el voltaje suma de ambos acumuladores,  $V_1$ , de forma que existen casos en los que ambas baterías se desequilibran mutuamente. Se volverá sobre esta circunstancia con más detalle posteriormente.

Otro comentario a realizar está relacionado con la diferencia de comportamiento entre verano e invierno, que puede estudiarse en los datos de 2012 en los que la probabilidad de estaciones en descarga profunda de la batería 1 es mucho mayor durante el invierno, habiendo una no despreciable cantidad de estaciones con valores cercanos al 20% del tiempo en ese régimen de funcionamiento, que se catalogaría en el nivel máximo de alarma. Por otra parte, siempre en 2014, es de remarcar la presencia de un porcentaje notable de estaciones con la batería 2 en régimen de descarga profunda, concretamente entre aquellas con mayor tiempo de funcionamiento y principalmente durante el invierno, efecto este que no se observa en los datos de 2004, que en general presentan una proporción menor de estos problemas. Esto último se considera una suma del mayor tiempo de operación de los sistemas, los nuevos procesos de fabricación, el efecto del dimensionado deficitario y envejecimiento/anomalías de los módulos fotovoltaicos.

En la figura correspondiente al invierno de 2004, se resaltan a modo de ejemplo dos estaciones con distintos valores de probabilidad de descarga profunda, todos ellos relativamente elevados al tratarse de este tipo de anomalía potencialmente severa, como se había comentado. En correspondencia con el primero de los puntos resaltados, y de forma clara e ilustrativa respecto al tipo de anomalías que se están considerando, la Figura 5.29 muestra las distribuciones de voltaje de las baterías de la primera de esas estaciones indicadas en la figura, para diferentes meses entre la primavera de 2003 y 2004.

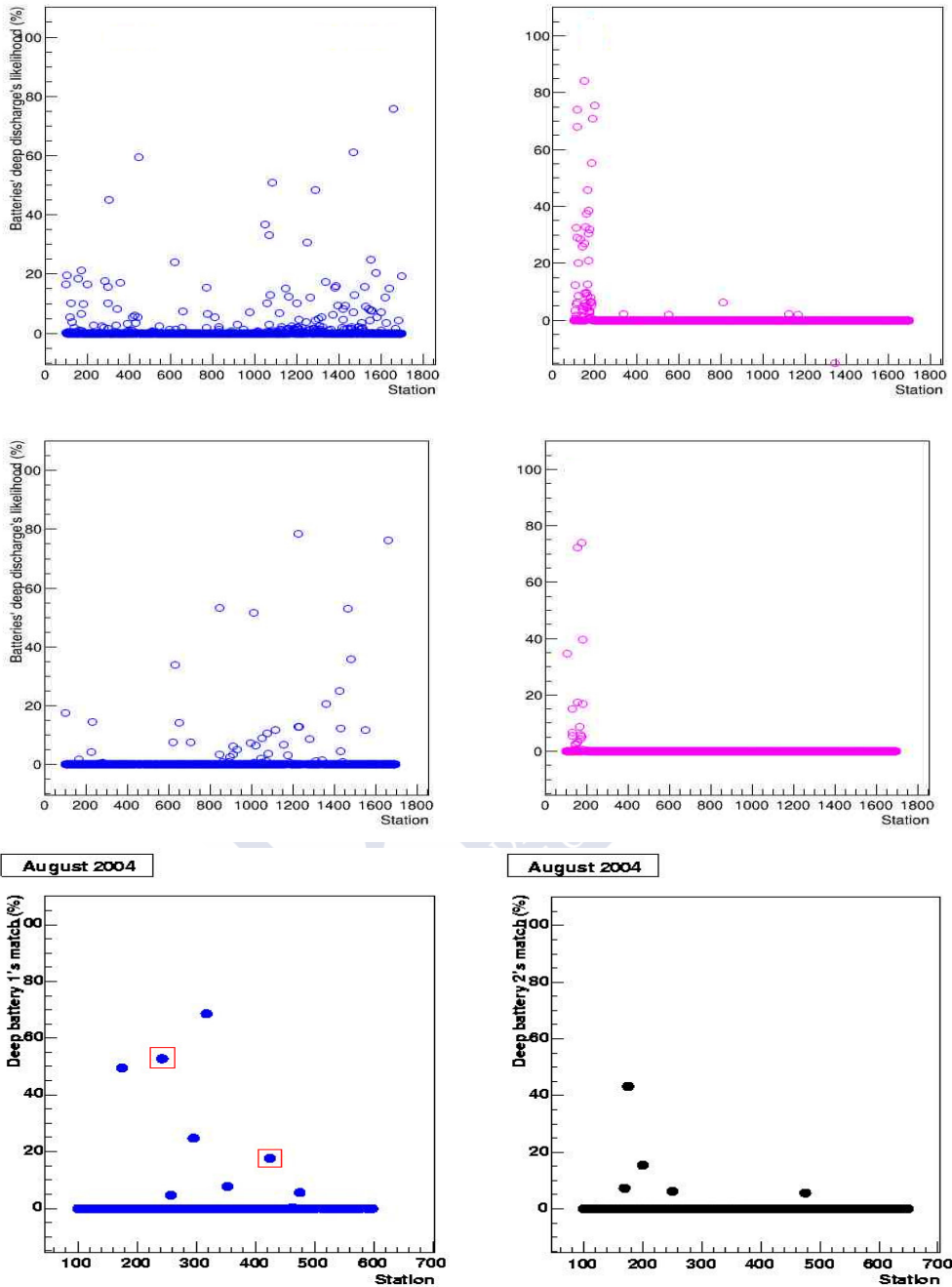


Figura 5.28. En cada caso, en la parte izquierda se representa para cada estación (eje X, número de estación) la probabilidad de que su batería 1 trabaje en la región de descarga profunda. En la derecha, se adjunta lo equivalente para las baterías 2. Las dos primeras filas corresponden a Agosto 2014 y Enero de 2014 respectivamente mientras que la inferior corresponde a Agosto de 2004.

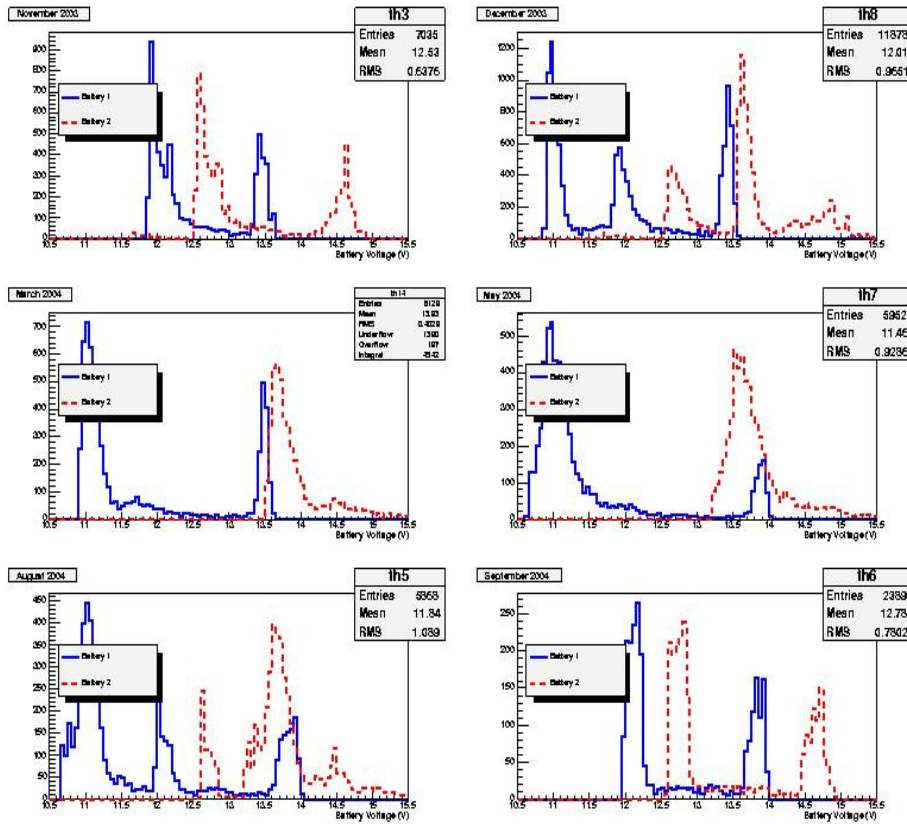


Figura 5.29. Distribuciones de voltaje de las dos baterías de la estación 243 a lo largo del periodo de tiempo comprendido entre Noviembre de 2003 y Septiembre de 2004 (se representan las distribuciones de las dos baterías en Noviembre y Diciembre de 2003 seguidos por Marzo, Mayo, Agosto y Septiembre de 2004)

En dicha figura se puede observar con notable claridad el modo en que las distribuciones de voltaje de los acumuladores de dicha estación manifestaban un comportamiento considerablemente anómalo. La batería 1 alcanza, y además mantiene, valores de tensión notablemente reducidos (incluso teniendo en cuenta el factor sistemático visto) y ello demuestra en qué medida son defectuosas las condiciones en que se encuentra dicho elemento. Debido a esta circunstancia, y bajo las condiciones descritas respecto al modo de regulación de los acumuladores, la batería 2 se mantiene típicamente en voltajes demasiado elevados, lo cual degenera en una excesiva gasificación y corrosión. Cabe resaltar el hecho de que las dos últimas gráficas adjuntas en la última figura (meses de Agosto y Septiembre de 2005) muestran una diferencia apreciable entre sí, debida precisamente a que en esas fechas es cuando se llevó a cabo la inevitable sustitución de ambas baterías en la

estación de historial claramente ejemplificador de la medida en que resulta grave esta anomalía.

La Figura 5.30 se adjunta como muestra de la correspondencia entre la distribución vista y la función de voltaje de la estación 243 a lo largo de un día. Nótese como además de la ya mostrada gran diferencia de valores entre ambas baterías de la estación, con una clara descarga profunda, existe un problema aparente de inversión de polaridad en la batería 2. Esto último, sin embargo, es debido en realidad a los instantes en los que el valor de  $V_1$  se hace nulo (problema de sensor), como también se puede observar en dicha figura.

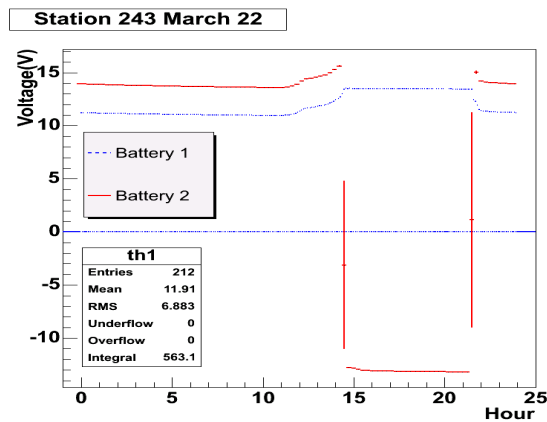


Figura 5.30. Función de voltaje de las dos baterías de la estación 243 (la 1 en azul) el día 22 de Marzo de 2004.

Durante el trabajo de campo y mantenimiento efectuado por parte del personal técnico del observatorio, las baterías fueron sustituidas y posteriormente estudiadas por nuestra parte mediante descargas en condiciones controladas. Se pudo comprobar cómo la batería, en la mayor parte de los casos, está irreversiblemente dañada. Por otro lado, esto se relaciona de la forma vista con la sobrecarga de la otra batería, en un daño cuyo diagnóstico proporcionado por el test de descarga indicó una reducción de capacidad hasta el 70% (dicho test es el mostrado a modo de ejemplo en la sección 5.2.1 c)), lo cual evidencia la doble vertiente de gravedad asociado a este tipo de anomalía.

Otros ejemplos similares a lo que se acaba de ver se encuentran en las estaciones 425 y 459. La batería 1 de la estación 425 se corresponde con el otro punto que se había resaltado en la Figura 5.24, mientras que, en el caso de la 459, la detección fue llevada a cabo al hacer el cálculo equivalente en otro periodo. Las

figuras 5.31 contienen las distribuciones de voltaje de estos dos últimos ejemplos a lo largo de varios meses.

425

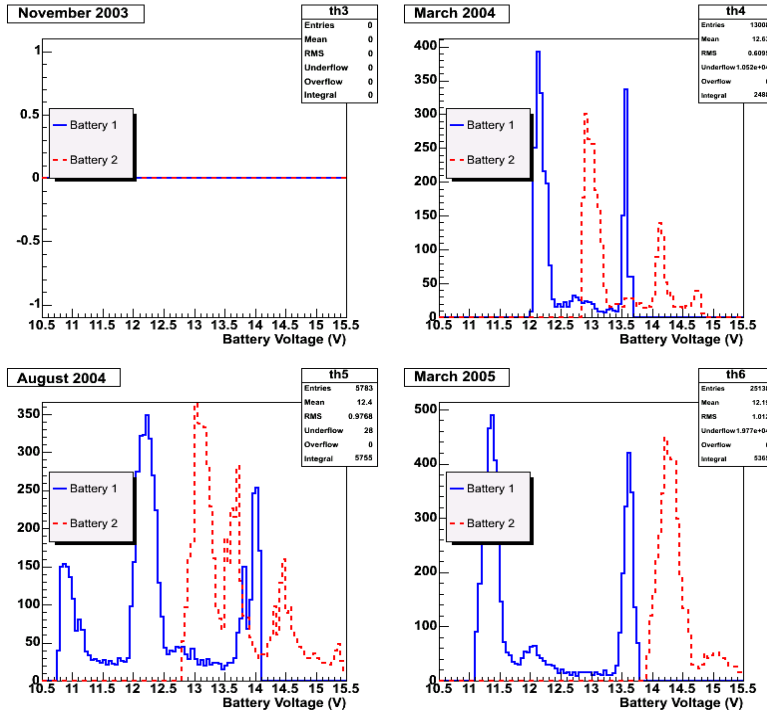


Figura 5.31a. Distribuciones de voltaje de las baterías de las estaciones 425 en distintos meses: Marzo, Agosto, Noviembre de 2004 y Marzo de 2005, en cada caso de arriba abajo y de izquierda a derecha.

En ella se puede observar una casuística análoga a la que se detallaba en el ejemplo anterior, evidenciando como añadido más patente que en el mismo problemas en la toma de datos en el caso de las baterías de la estación 459 (ver meses de marzo en la figura). En el primer segmento del recuadro superior derecho, se muestra el número de entradas o datos de la distribución en el periodo correspondiente e indicado. En el caso de la estación 459 en Marzo de 2005, dicho número es prácticamente nulo, lo cual sugiere la posibilidad de una caída en el suministro eléctrico de la estación provocada por el citado problema de su batería 1, y derivado por sobrecarga a la segunda batería de la asociación.

459

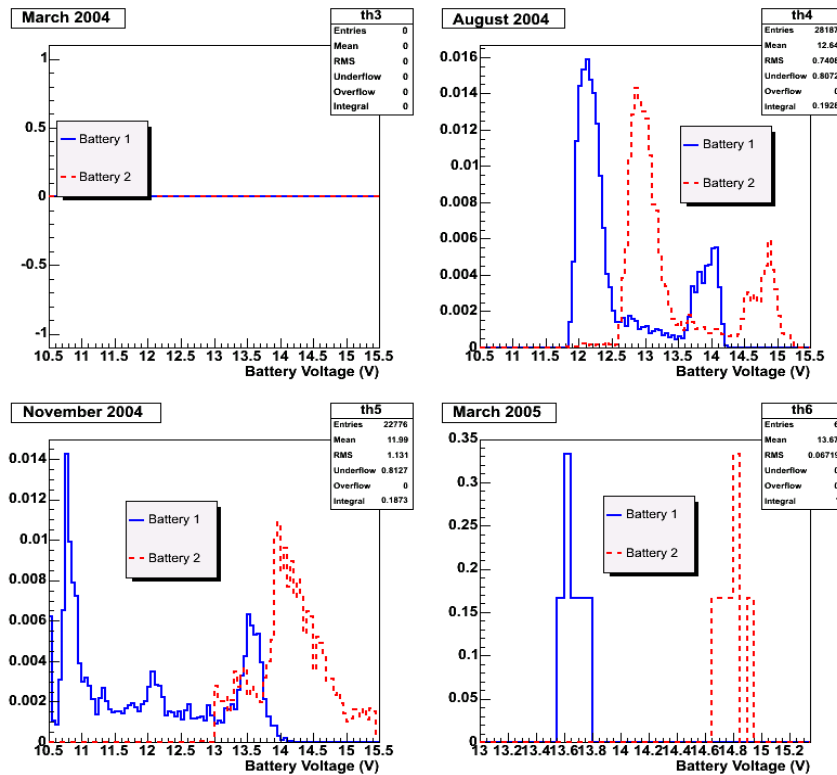


Figura 5.31b. Distribuciones de voltaje de las baterías de las estaciones 459 en distintos meses: Marzo, Agosto Noviembre de 2004 y Marzo de 2005, en cada caso de arriba abajo y de izquierda a derecha.

b2) Sobrecarga:

Como se ha visto anteriormente, cuando existe un ascenso excesivo de voltaje por parte de una batería, se produce una gasificación electrolítica de la misma que sobrepasa la conveniente establecida como prevención del proceso de estratificación para este tipo de sistemas. En dicho gaseo se produce una pérdida de agua así como la aparición un notable incremento en la corrosión de los bornes. Todo ello se traduce inevitablemente en un deterioro prematuro de dicha batería y, por tanto, resulta de notable importancia para el mantenimiento de estos elementos que su tensión no se incremente en exceso.

Por razones evidentes, el papel que juega el regulador en todo ello resulta crucial. De hecho, este tipo de problemas proceden directa o indirectamente de él, ya

que, como se ha visto, al estar realizada la conexión de éste en serie, en caso de que una batería se encuentre en condiciones deficitarias, como la recientemente vista descarga profunda, la otra se verá forzada hacia la sobrecarga. Otro modo de inducirse sobrecarga a través del regulador es que éste presente una frecuencia de pulsos anómalamente elevada durante el proceso de regulación (como se ha visto, se trata de un regulador que modula la frecuencia de pulsos)

Como se había introducido de forma general, para detectar esa sobrecarga excesiva, se lleva a cabo un procedimiento análogo de base al del caso anterior, es decir, computándose la probabilidad en %, (ver ecuación (5.6)) que presenta cada batería de alcanzar regimenes de trabajo en voltaje superiores a 15 V.

$$P_{sc} = \frac{n^{\circ}(15)}{n^{\circ} total(\neq 0)} 100 \quad (5.6)$$

Siendo “P<sub>sc</sub>” la probabilidad en tanto por ciento de estar por encima de 15V y “n°(15)” es la cantidad de valores medidos en ese rango en cierto intervalo de tiempo.

Durante el desarrollo del trabajo y la aplicación de dicha metodología, se han encontrado numerosas estaciones cuyas baterías se ven sobrecargadas de forma considerable. Una de ellas, ya mostrada con anterioridad, se encuentra instalada en la estación 133, vista en 5.2.2.2., donde se podía ver que la batería 2 de dicha estación alcanza valores de voltaje muy elevados en la regulación, por encima de 15.5 V, todo ello durante la mayor parte del tiempo que lleva instalada, lo cual representa en sí un ejemplo muy claro de este tipo de anomalía. Asimismo, otras de las baterías vistas que presentaban este tipo de inconveniencia son las baterías 2 de los ejemplos que se acaban de ver en el apartado anterior. Recuérdese que dicha batería resultó estar a la postre notablemente deteriorada (70%). A continuación, se mostrará otro ejemplo detectado de la presente anomalía en el proceso de desarrollo del programa de detección de anomalías:

En la Figura 5.32, continuando con dicha época que se había mostrado ejemplificado en el análisis de descargas profundas, se representan por separado las probabilidades de que las baterías de cada estación trabajen por encima de 15V. Al igual que en el caso anterior, en ella se resaltan algunos de los puntos, en este caso correspondientes a las baterías 2 de tres estaciones (dos de ellas las ya vistas 133 y 243).

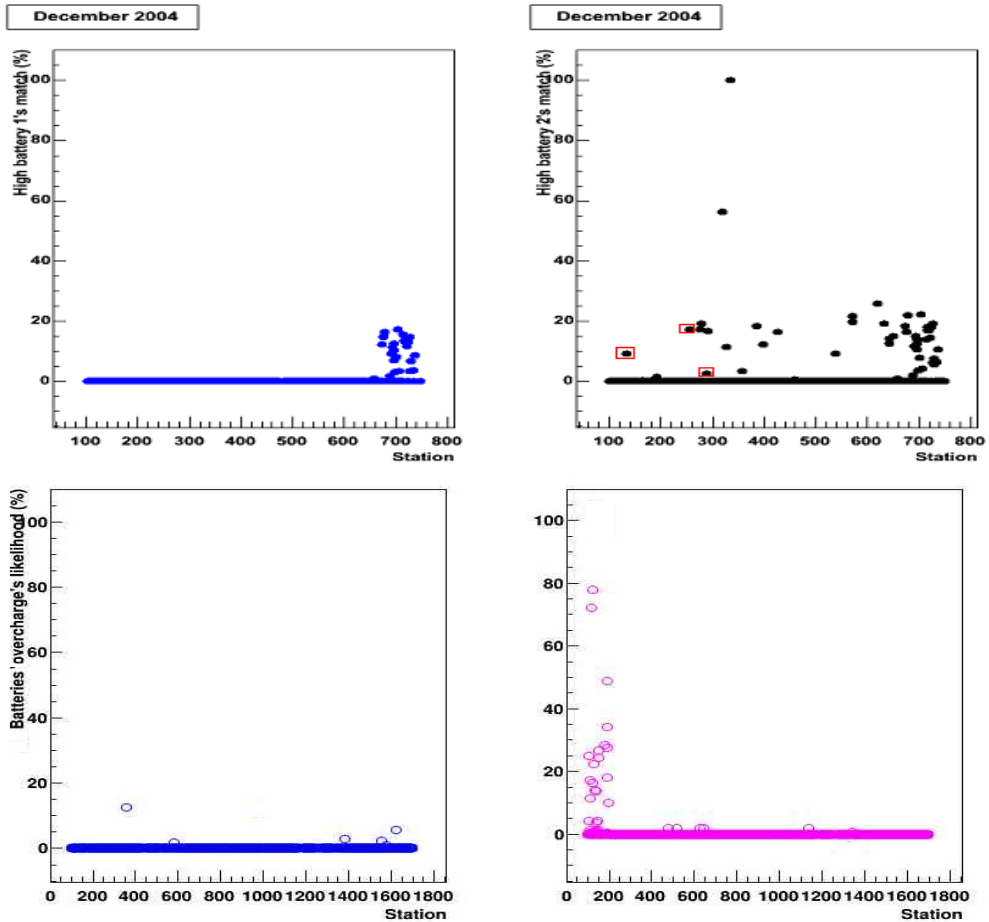


Figura 5.32. En la parte izquierda, se representa la probabilidad (%) de que la batería 1 (corregida) de cada estación adquiriera valores mayores que 15V. En la derecha, se muestra lo mismo para las baterías 2. En la parte superior se representa el año 2004 (se señalan con un recuadro rojo las de las estaciones 133, 243 y 357.) y en la inferior el 2014, ambas en verano.

La tercera (estación 357, batería 2) se muestra en la Figura 5.33. El voltaje de regulación para dicho elemento resulta nuevamente muy elevado, principalmente en los meses fríos (tal y como, por otro lado, corresponde al modo visto en que opera la regulación en función de la temperatura). Nuevamente, la batería 2 de esta última estación podría estarse deteriorando a un ritmo considerablemente mayor de lo normal (a pesar de tratarse de baterías de bajo mantenimiento, con Calcio añadido para reducir la pérdida de agua).

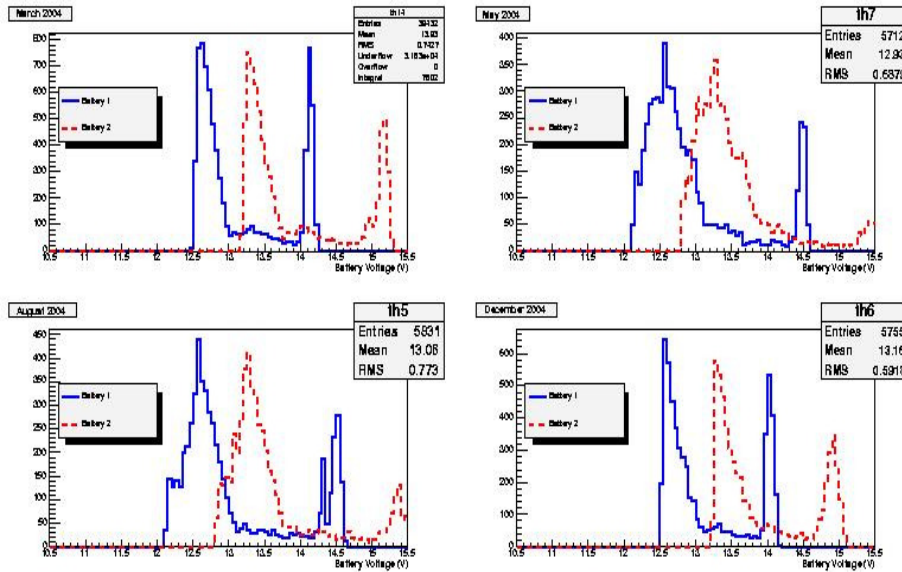


Figura 5.33. Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 357 en los meses Marzo, Mayo, Agosto y Diciembre de 2004

Por otro lado, en la Figura 5.32, se observa asimismo claramente cómo la probabilidad de sobrecarga resulta globalmente mayor en la batería 2 que en la 1. Podría deducirse, para el caso de 2004, que este efecto responde al factor sistemático visto que se sustruía erróneamente en el voltaje de la batería 1, pero nuevamente se ha sumado dicho factor a todas las estaciones (sin realmente existir este factor para todas ellas) y, sin embargo, la variación no es significativa en los efectos. Esta asimetría entre los voltajes de regulación de las dos baterías es algo que resulta generalizado en numerosas épocas desde meses después del inicio de la instalación del Observatorio Pierre Auger, y nuevamente parece indicar con claridad que la regulación establecida en base a la suma de las tensiones de ambas baterías está detrás de ese efecto.

Con respecto a esta última circunstancia y a lo velado de la información individual de cada batería de cara al regulador en esta configuración, a modo de ejemplo ilustrativo de lo mismo, en el sector inferior de la Figura 5.34, se muestra la representación del voltaje total promedio (con escala de tiempo arbitraria) para cuatro estaciones que presentaban al menos tres tipos de comportamiento diferente, precedida asimismo en la parte superior de dicha figura de las cuatro distribuciones de voltaje en el citado mes para cada una de las baterías de dichas estaciones. Nótese que, a la vista de tan sólo esta figura, el comportamiento del voltaje total resulta ser globalmente y en la práctica indistinguible entre unas estaciones y otras, siendo, sin

embargo, el estado particular de las baterías de dichas estaciones muy diferente entre sí.

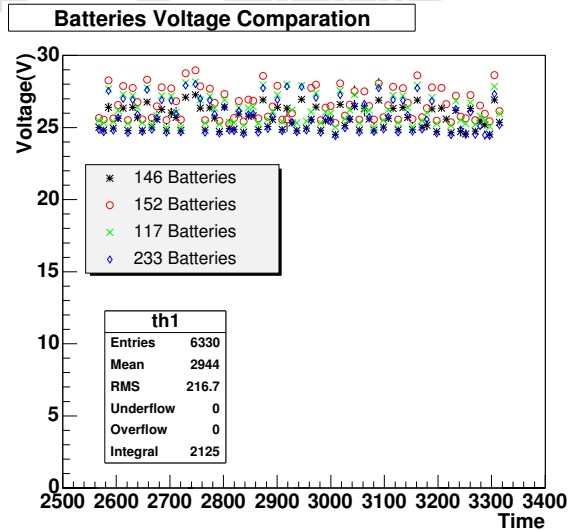
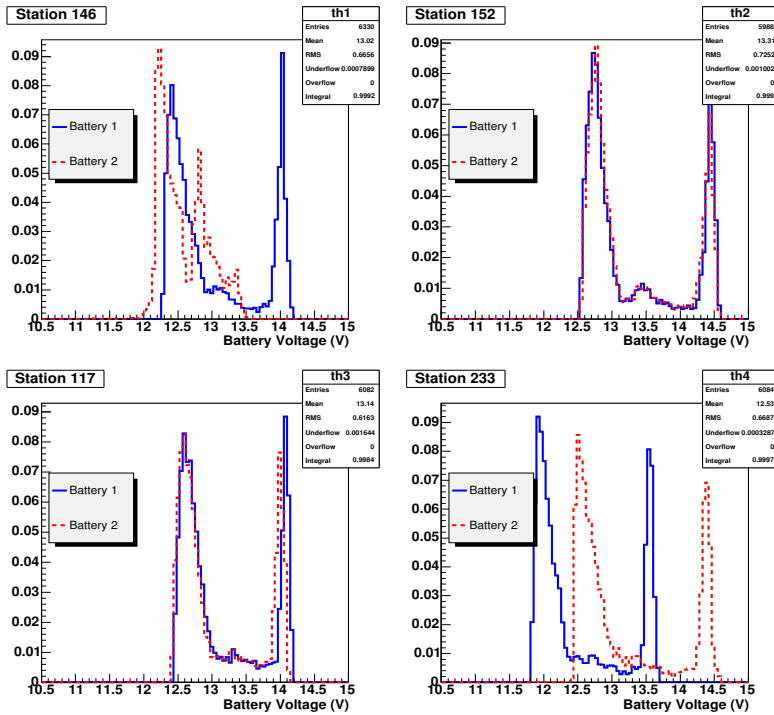


Figura 5.34. En la parte superior se muestran las distribuciones de voltaje de las baterías de cuatro estaciones. En la inferior se representa el voltaje total promedio de ellas (estación 149 asterisco negro, 152 círculo rojo, 117 cruz verde y 233 símbolo azul) a lo largo del mes (escala de tiempos arbitraria)

De todo lo visto, se concluye que, no sólo el voltaje total es poco informativo de cara a la detección de anomalías, sino que el hecho de llevar a cabo la regulación de carga en base a sus valores, además del tipo de configuración en el montaje, puede inducir considerables desequilibrios dañinos entre las baterías de las estaciones con notable sistematicidad (la batería 1 es más probable que se encuentre en descarga profunda y viceversa).

b3) No regulación:

El último tipo de anomalías que se consideran y detectan mediante el programa de identificación son aquellas de las que constan las baterías que no presentan una correcta regulación. Bajo esta denominación, se incluyen básicamente, por un lado, baterías que apenas presenten región de regulación según el modo en que esta ha sido definida, o bien, por otro, que dicho modo de operación se encuentre parcial o completamente desplazado con mayor o menor orden hacia voltajes inferiores a los establecidos. Una consecuencia posible de esta circunstancia es la aparición de estratificación en el electrolito, con todo lo que se ha visto que dicho inconveniente implica (aumento de resistencia interna, corrosión en las partes altas y bajas de los bornes, etc.) Recuérdese asimismo que las baterías con problemas asociados a estratificación se caracterizan también por poseer distribuciones de descarga ensanchadas respecto a lo que deberían.

La forma de identificar este tipo de anomalía es, como se ha anticipado, mediante la estimación de la probabilidad de que las baterías trabajen en la región de regulación (es decir, con valores de tensión superiores a 13.5 V y fuera de sobrecarga ver ecuación (5.7)). Si dicho resultado es comparativamente bajo respecto a los criterios estadísticos establecidos en esta metodología, se estará ante un candidato a presentar dicha anomalía, cuya evidencia dependerá como se ha visto al principio de la sección de cuán distante se halle a dicho valor. Por otro lado, valores comparativamente elevados pueden encontrarse relacionados con un exceso de carga proveniente de los módulos/regulador, como los vistos en la sección anterior.

Como es habitual, preferentemente en casos límite, resulta recomendable efectuar gráficamente la distribución de voltaje correspondiente para confirmar y afinar el diagnóstico resultante.

$$P_{REG} = \frac{n^{\circ}(> 13.5)}{n^{\circ} total(\neq 0)} 100 \quad (5.7)$$

Donde “ $P_{REG}$ ” es la probabilidad (en %) de que una batería se encuentre en la región de regulación y ‘ $n^o(>13.5)$ ’ es el número de datos presentes en dicha región.

Continuando con la ejemplificación seleccionada en los casos anteriores, en la Figura 5.35, se muestran los resultados para dichas probabilidades durante la época de construcción del Observatorio y en 2014. En ella se resaltan como ejemplo tres estaciones para mostrar a posteriori sus distribuciones de voltaje y que, según lo explicado, se corresponderán con baterías con problemas de regulación y candidatas potenciales a estar sufriendo un proceso de estratificación.

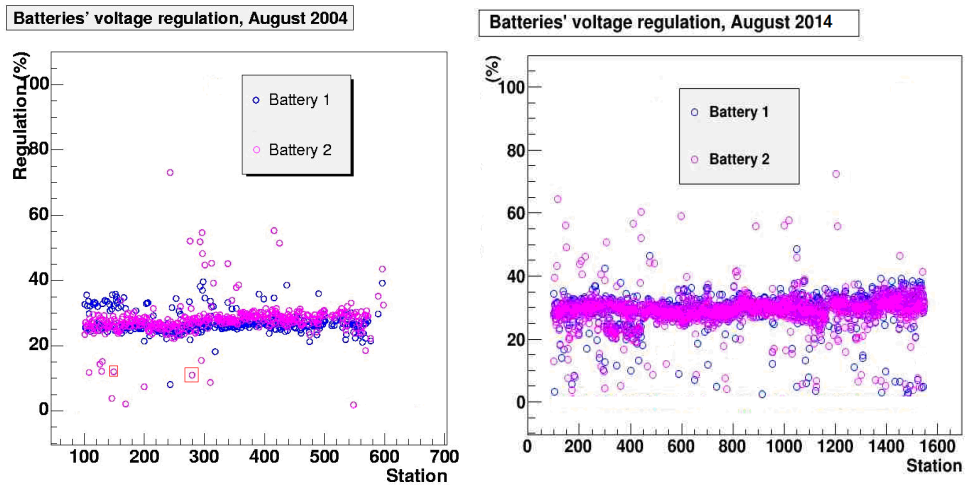


Figura 5.35. En el eje Y se representan de modo superpuesto las probabilidades en % de trabajo en la región de regulación en invierno para la batería 1 (azul) y 2 de cada estación (eje X); derecha 2014, izquierda 2004. Se señalan con recuadros los valores de las baterías 2 de las estaciones 149 y 280.

Entre los fenómenos que se pueden destacar, se encuentra nuevamente una mayor presencia de condiciones de operación anómalas en los tiempos recientes que al inicio, como se indicó acorde con el deterioro progresivo de los sistemas, el cambio en proceso de manufactura de los acumuladores y el envejecimiento/defectos mostrados en los módulos. Otro efecto destacable en la figura se pone de manifiesto mediante un leve ascenso del rango típico de porcentajes en regulación a medida que aumenta el número de estación, es decir, en las que llevaban menos tiempo en funcionamiento en sus respectivas épocas. Ello está en consonancia nuevamente con el efecto de envejecimiento, dado que una

mayor probabilidad de regulación o tiempo en ello implica mayor facilidad de llenado por parte de las baterías.

Por otro lado, en las Figuras 5.36, se muestran las distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 149 que, como se ha visto, es una de las que se habían resaltado en la Figura 5.35.

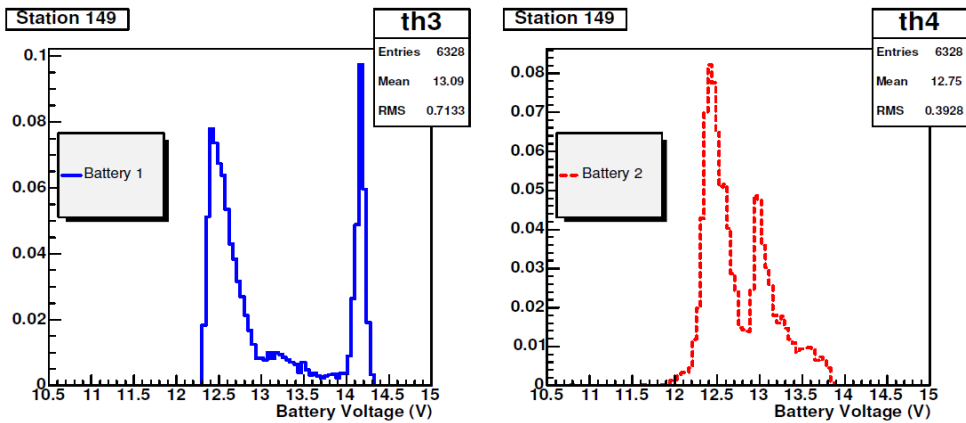


Figura 5.36. Distribuciones de voltaje de las baterías de las estaciones número 149 en el periodo mostrado. A la izquierda se muestran las distribuciones de las baterías 1 y a la derecha las de las baterías 2

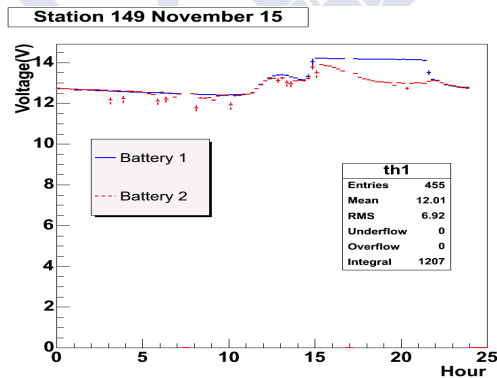


Figura 5.37. Funciones de voltaje de las baterías de la estación 149. En azul la batería 1.

En ella, se puede ver como la baterías 2 no presenta región o pico de regulación según lo establecido, sino algo similar a ello pero localizado en valores reducidos de tensión, de modo que no se alcanzan valores de voltaje lo

suficientemente elevados como para producir una suficiente gasificación y, con ello, producir la homogeneización del electrolito. Esta batería era clara candidata a estar presentar estratificación, y la excesiva anchura de sus distribuciones (envejecimiento prematuro) era indicio de dicha hipótesis.

Por otra parte, la Figura 5.37 muestra las funciones de voltaje de las dos baterías durante un día, donde se puede ver el modo en que las baterías 2 de la estación 149 tienen problemas para mantener el estado de flotación, de forma que el acumulador no llega a cargarse cómo sería adecuado. Este mismo efecto se ha detectado en otras estaciones, como por ejemplo la citada y resaltada en la Figura 5.35, 280, cuyas distribuciones de voltaje se representan en la Figura 5.38.

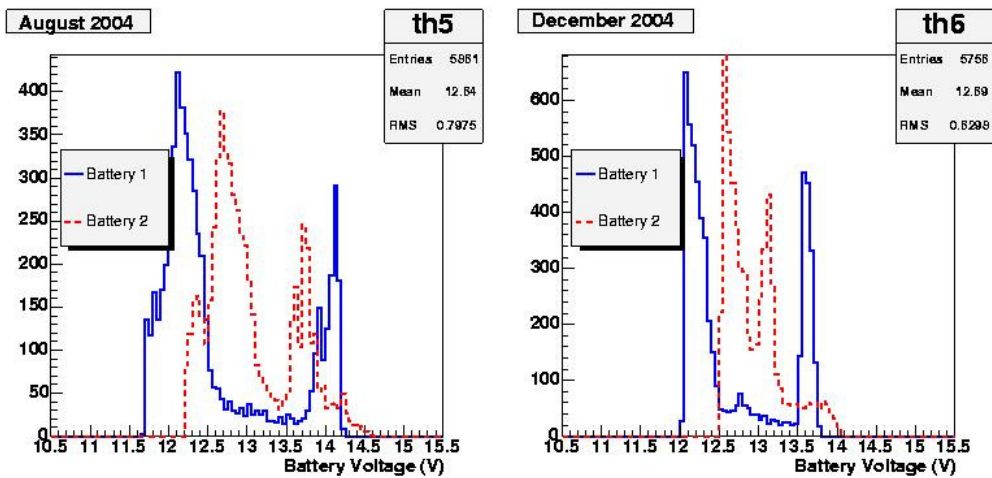


Figura 5.38. Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 280 en los periodos de tiempo considerados.

El hecho de que esta eventualidad se haya observado en numerosas estaciones hace pensar nuevamente en un efecto sistemático debido al modo de conexión de las baterías.

En todos los casos, el problema ha sido detectado y los reguladores sustituidos.

#### *Meteorología y comportamiento estadístico.*

Finalmente, una vez mostrado la forma en que se comportan las baterías del Observatorio respecto a la regulación, y considerando el modo de operación general de la metodología de detección e identificación de anomalías, es necesario resaltar nuevamente la influencia de la meteorología en el comportamiento de estos

dispositivos, así como la necesidad de una base estadística y empírica para la sistematización del procedimiento planteado.

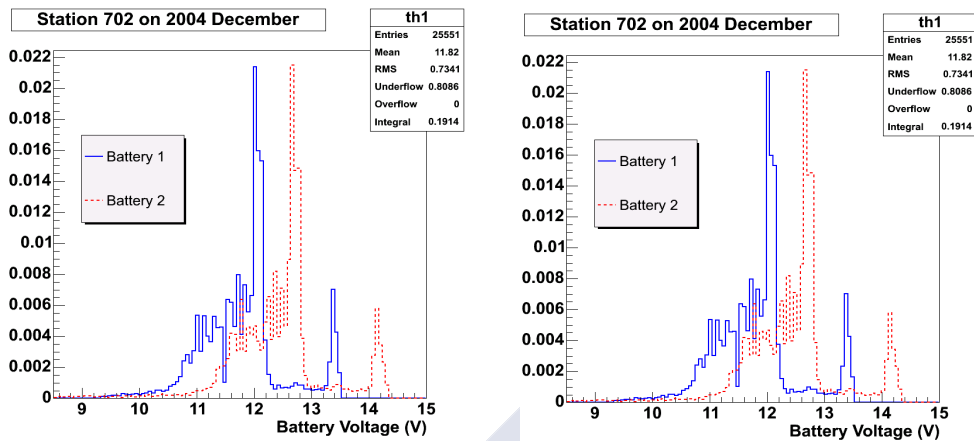


Figura 5.39. Distribuciones de tensión de las dos baterías de las estaciones 702 y 619 (derecha) con una regulación defectuosa.

En ese sentido, en la Figura 5.40, al igual que al principio de la sección, se recoge el comportamiento global de la probabilidad de trabajo en régimen de regulación para las baterías del experimento en función del tiempo a lo largo de un año. Nótese cómo del mismo modo que sucede con otros parámetros, existe una notable oscilación temporal relacionada directamente tanto con el número de horas de luz como con los parámetros meteorológicos (temperatura e irradiación). Dicho efecto se puede corregir dentro de la algoritmia, si bien no resulta necesario dado el carácter estadístico bajo el cual se establecen los criterios del presente método.

En la misma figura, se muestra un ejemplo de esto último, donde se evidencia que a pesar de no haberse incluido toda la estadística que sería posible, el comportamiento sigue siendo bien descrito por una función gaussiana, de modo que se ha establecido como criterio de selección de alarmas en este tipo de anomalías un distanciamiento en las baterías de dos sigmas respecto a dicho ajuste, más relevante en la dirección inferior. En este punto resulta importante destacar que, si bien un estudio análogo en la región de descarga podría resultar a priori innecesario (dado que, una vez llevado a cabo el control de las regiones restantes del modo descrito, resulta a efectos equivalente al que se lleva a cabo para el régimen de regulación), normalmente se incluye en la metodología para asegurar redundancia en detección.

*Desconexiones totales de operación.*

Para finalizar, resulta de notable relevancia resaltar que ha sido testada en paralelo esta metodología, así como la severidad de las anomalías descritas,

mediante la aplicación del presente test de calidad a un periodo de tiempo previo a su completo desarrollo y el contraste de las alarmas resultantes con la información proporcionada por el personal técnico del Observatorio acerca de fallos en estaciones y las correspondientes sustituciones en dicho periodo. De ello y posteriores análisis se concluye que el 80% de las alarmas por descarga profunda en una de las baterías de las instaladas en las estaciones se corresponden con sustituciones prematuras de dichos elementos, mientras que, por otra parte, se verifica que más del 20% de las mismas coexisten con la sobrecarga en la otra batería de la estación.

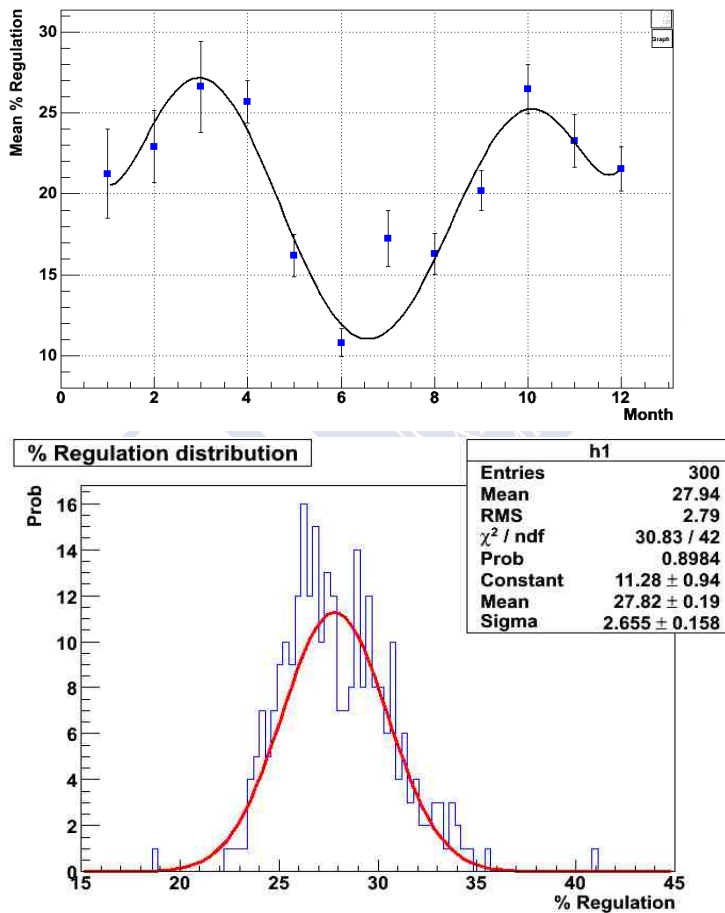


Figura 5.40. En la parte superior, probabilidad promedio de operación en regulación para un conjunto de 300 baterías del experimento. Se indica mediante barras de error la dispersión de parámetros en cada caso, así como con una línea el ajuste a una función polinómica. En la parte inferior, se representa la distribución generadora de dichos valores para uno de los meses ajustada a una función de Gauss.

Además de la fiabilidad y sensibilidad del método propuesto, el primer resultado evidencia la gravedad de dicha anomalía para las baterías en particular y el funcionamiento/coste de los sistemas fotovoltaicos aislados en general, razón por la cual se han ajustado los baremos y jerarquías del sistema de alarmas. Por otro lado, de lo segundo se concluye tanto que, si bien el prejuicio causado por la sobrecarga no es tan acusado de modo directo como el ligado a la descarga profunda, resulta notablemente dañino a causa de las descompensaciones de suministro asociadas al establecer la regulación en base al voltaje suma de la conexión en serie de ambas baterías que agrava y fomenta la aparición de todas las anomalías descritas. En este último sentido, respecto a la configuración asociada al montaje, es importante resaltar asimismo que la descarga profunda se manifiesta en el doble de casos para la batería 1 de las estaciones que para la batería 2 en cómputo sobre el total de la estadística (ver Figura 5.41) mientras que la sobrecarga se manifiesta de un modo marginal en la batería 1. Nuevamente, queda claro en qué medida resultan notables las descompensaciones inducidas por el montaje establecido en los sistemas fotovoltaicos del Observatorio Pierre Auger, que sería fácilmente solventable y rápidamente amortizable, con un re-diseño que contemplase un modo de regulación independiente para cada batería.

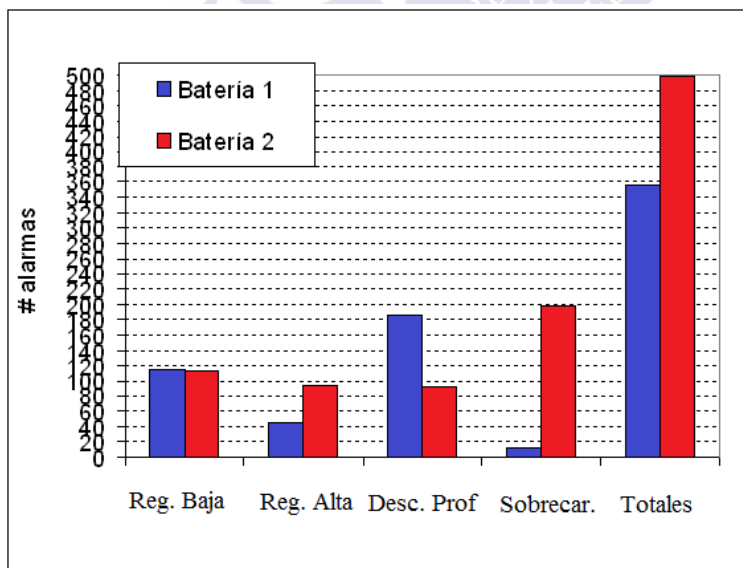


Figura 5.41. Resumen básico de resultados en cuanto a distribución de alarmas por regiones de funcionamiento para ambas baterías.

### **5.3 Conclusiones**

En cualquier sistema fotovoltaico, y por ende con más motivación en uno de precisión y las características de la red de sistemas del Proyecto Pierre Auger, cada uno de los elementos debe ser testeado con el fin de localizar tanto defectos de fabricación como asegurar que la estabilidad de funcionamiento sea aceptable, razón por la cual se ha diseñado un protocolo de control de calidad global para testeo y control del sistema. Este protocolo se realiza en tres etapas sucesivas: previa a la instalación, en la instalación y, en modo continuo y exhaustivo en todo el periodo de utilización durante la toma de datos.

Se establece un método integral de detección e identificación de anomalías basado en la función de voltaje de las baterías que permite detectar y catalogar las principales anomalías asociadas tanto al funcionamiento, en particular problemas por descarga profunda, gasificación y falta de regulación en el sistema de acumulación, como a la calidad de datos colectados. Se ha definido una jerarquía de niveles de alarma en función de su severidad, que son reportados al retén técnico de mantenimiento del Observatorio para su resolución.

El análisis detallado de la estadística de anomalías detectadas ha permitido identificar una posible deficiencia en el diseño del sistema fotovoltaico asociada al modo de regulación seriada de las baterías que induce desequilibrios, en algunos casos severos en el modo de funcionamiento de las mismas. Del mismo modo, se ha establecido y contrastado el estatus de la descarga profunda y sulfatación como las principales causas de fallos de los sistemas fotovoltaicos del Proyecto Pierre Auger.

## **Capítulo 6**

# **Diseño de sistemas fotovoltaicos para nuevos subproyectos del Observatorio Pierre Auger**

En el Capítulo 2, se habían tratado con cierto detalle diferentes aspectos que involucra el dimensionado del sistema fotovoltaico del Observatorio Pierre Auger, tanto a nivel de estimaciones del mismo como de potenciales observables relacionados con su adecuación (Factor de Recarga). Entre los resultados y conclusiones principales, se encontraba el hecho de que las condiciones que cumple el sistema fotovoltaico, tanto a priori como a efectos, resultan deficitarias. En ese sentido, y como sustento energético base del sistema, se requerirían módulos fotovoltaicos de mayor envergadura, así como por otra parte un adecuado sistema de acumulación.

Por otro lado, en la primera mitad del presente año 2014, se han venido barajando diferentes subproyectos para incorporarse a los ya existentes en el seno de la Colaboración y la matriz de detección: HEAT, AERA, Infill, AMIGA, BATATA, AMBER, MIDAS, o EASIER, así como AMIGA Grande, MARTA, TOSCA, ASCII, MusCint o LSD (double liner), habitualmente diseñados para incrementar la resolución en masa o/y energía en distintos rangos del espectro a los abarcados por el Observatorio Sur base. La mayor parte de dichos experimentos, al igual que sucede con los detectores de superficie estándar del Observatorio, constan de necesidades energéticas en condición aislada a cubrir por parte de sistemas fotovoltaicos. En ese sentido, en el presente capítulo se pretende dar cuenta de esta circunstancia desde el punto de vista de energización, así como mostrar alternativas a considerar en este nuevo paradigma considerando el contexto mostrado en el presente trabajo.

Finalmente, es necesario comentar en este punto la citada capacidad única del Observatorio Pierre Auger como dispositivo experimental de test de elementos, de modo que la implementación de nuevos módulos puede constituir una buena ocasión de estudio para dichos elementos y la tecnología asociada, que eventualmente podría ser menos conocida.

## **6.1 Necesidades. Ejemplos de nueva demanda.**

Dos de los ejemplos que se van a tratar, tanto por representatividad como por el actual estado de desarrollo, son los mencionados Proyecto MARTA (Muon Auger RPC for the Tank Array) [59] y el Proyecto AMIGA [60] (en su versión precedente y en la versión propuesta o upgrade -AMIGA Grande [61]-). Como se comentaba en la parte introductoria, ambos proyectos se circunscriben dentro de un conjunto de demandas energéticas adyacentes o agregadas a las preexistentes de base y tratadas a lo largo del presente trabajo. MARTA nace por la necesidad de la detección de muones con precisión para el estudio de composición. A nivel técnico, son lo que se conoce como cámaras de placas resistivas (Resistive Plate Chamber - RPC's [62] de alta resolución temporal (20 ns). Por su parte, el proyecto AMIGA, con finalidad equivalente, plantea la utilización de contadores de muones [63] (centelleadores) como sistema detector. La diferencia más importante existente entre el proyecto AMIGA y AMIGA Grande consiste en que, con el fin de ser implementado en la totalidad del detector de superficie, se lleva a cabo una optimización en aras de disminuir costes y consumos.

Como se indicaba, las demandas energéticas son diferentes dependiendo de la propuesta o subproyecto que se esté considerando, de modo que el consumo que añadirían algunas propuestas como MARTA sería relativamente reducido, mientras que otras, principalmente, AMIGA estándar, se encontrarían dentro de las que presentan un consumo comparativamente elevado. En todo caso, las necesidades correspondientes a los tres ejemplos considerados son los siguientes:

- **AMIGA: 22W** en corriente continua para alimentación de los contadores de muones (ver Figura 6.1). Agregados a estos, se encuentran los 10W (u 8, como se ha visto) estándar para cada estación de detección.

- **AMIGA GRANDE: 4W** en continua por parte del contador de muones mas los 10 (8) de la estación.

- **MARTA: 2W** en continua cada RPC (con ajustes de posible interés hasta 5W) mas el consumo del tanque detector. El consumo depende exclusivamente de la resolución del detector (en numero de canales de lectura independientes). En versión elemental, se trata de 64 canales, 100 ns de resolución y consumo de 2W; en versión 2, 128 canales, 50 ns y 3 W de consumo; mientras que en versión sofisticada, consta de 512 canales, 20 ns de resolución y 5W de consumo.

De este modo, el pico de demanda posible más elevado procede de AMIGA, considerándose en conjunto de hasta 32W en funcionamiento permanente (768Ah/día).

## **6.2 Consideraciones de adquisición.**

Durante la selección de módulos fotovoltaicos para una determinada aplicación energética, existen diversos factores a tener en cuenta a mayores de las necesidades que la instalación demande. Típicamente se consideran elementos como las dimensiones o peso de los módulos fotovoltaicos, relacionadas directamente con el rendimiento, la adecuación de la tecnología a emplear (considerando características como rendimientos a distintas intensidades lumínicas o tipología de radiación, dependencia con temperatura, lugar/contexto de implementación, envejecimiento esperable, etc), precio y calidad de fabricación.

Cuando se planteó inicialmente la fotovoltaica en el seno del Proyecto Pierre Auger, la tecnología monocristalina se instauraba como la de mejores prestaciones. Ese fue el tipo de célula considerado hasta el momento en el presente trabajo. Sin embargo, la constante evolución tecnológica permite, en estos momentos, incorporar otras alternativas viables de suficiente calidad y menor coste. En dichas tecnologías, al contrario de lo que sucede con la monocristalina (en la cual cada célula esta constituida por un único cristal) existen otras técnicas de implementación fotovoltaica que se pueden resumir básicamente en policristalinas y amorfas. El primero de los casos resulta equivalente al monocristalino, con la diferencia de que cada célula está formada por una agregación microensamblada de cristales de silicio del dopaje descrito [65], mientras que las células amorfas se elaboran frecuentemente mediante la deposición fina de diferentes sustratos (en la mayor parte con base de silicio) sin orden periódico cuyas propiedades semiconductoras sean susceptibles de generar un efecto fotovoltaico utilizable. Cabe mencionar que existen igualmente otras clases de célula fotovoltaicas, como pueden ser las de tipo orgánico, cuyo uso resulta ser mucho más limitado que los cristalinos y amorfos a causa de una baja eficiencia energética/económica o rápido deterioro, así como en otro sentido también se están desarrollando células multicapa de última generación y fundamentos nanotecnológicos para un aprovechamiento selectivo del espectro e incluso de los calentamientos generados en las capas adyacentes.

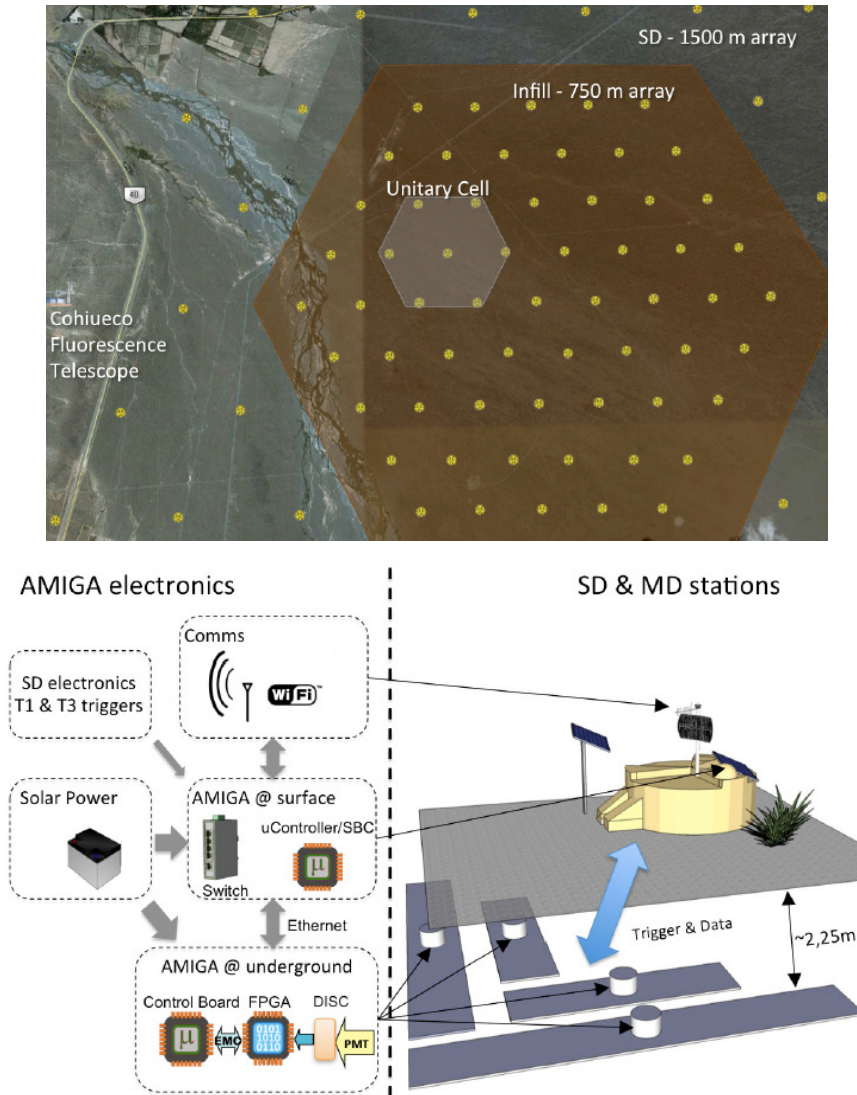


Figura 6.1. En la parte superior se representa con fondo marrón la red AMIGA, así como en gris el posicionamiento de la red de prueba (engineering array, también llamado Unitary Cell) con contadores de muones ya instalados. En la parte inferior se esquematiza uno de los elementos de la célula unitaria de detectores de muones, así como su electrónica. [64]

Los módulos monocristalinos presentan de modo natural neto una eficiencia más elevada que los policristalinos (hasta un 25% AM0 frente al 20%), así como una menor penalización del mismo a baja irradiación, si bien su coste es más

elevado en una cuantía que tiende a superar ligeramente la valorización proporcionada por estas ventajas. De esta forma, el mercado policristalino ha ido en notable crecimiento y superado al anteriormente predominante monocristalino. Por otra parte, los paneles de capa fina amorfa se cuentan entre las alternativas normalmente de más baja eficiencia pero menor coste que las tecnologías cristalinas, si bien dicha disposición se ha visto mermada por el citado descenso picado de precios de los módulos cristalinos durante los últimos años (ver Figura 6.2) debido a lo que se conoce como ‘efecto Swanson’ [66, 67]. Resulta destacable en este punto el hecho de que, como se había visto, el factor económico no es el único a considerar, dado que por poner un ejemplo existen aplicaciones fotovoltaicas con capa fina que no son posibles en cristalino (módulos flexibles, etc).

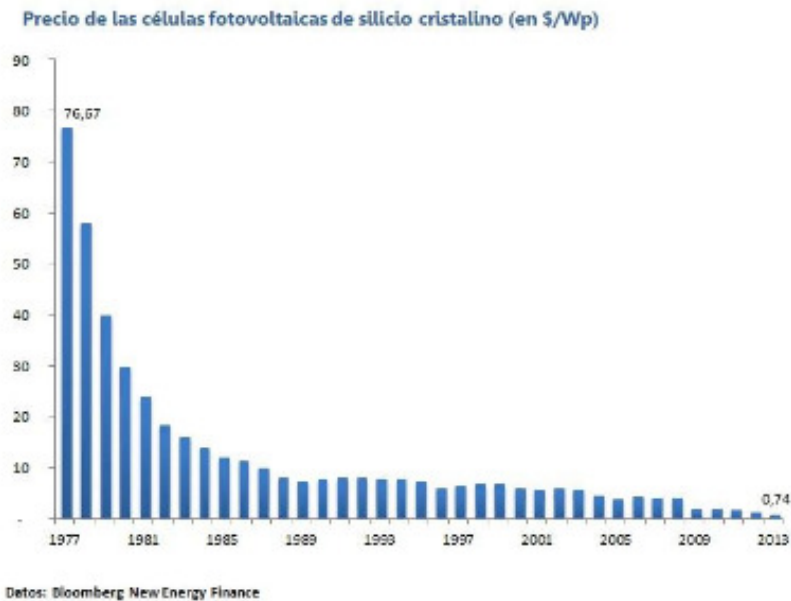


Figura 6.2. Evolución de los precios mínimos en \$/Wp para módulos cristalinos a lo largo del tiempo.

En general, se han desarrollado multitud de mecanismos de implementación/manufactura y tipos de generación eléctrica fotovoltaica [68], encontrándose la mayor parte de ellos circunscritos por el momento al mercado cristalino, seguido a distancia por los de capa delgada [69]. Todas las diferentes propuestas se fundamentan en la búsqueda de alternativas que, en las líneas descritas al inicio del presente apartado, se muestren lo suficientemente consistentes en relación a rendimiento, robustez, uso y precio. En este sentido, dentro de los modos

de obtención de silicio de suficiente pureza para la constitución de células cristalinas, y desde el punto de vista de economización de procesos industriales, resulta destacable mencionar el papel tomado en los últimos años por metodologías como el silicio de grado metalúrgico optimizado para calidad solar (upgraded metallurgical grade Silicon, o silicio UMG), el cual entró en competencia directa con los clásicos módulos policristalinos, dado el notablemente mejorado balance económico del proceso metalúrgico de purificación de silicio frente a metodologías estándar, como el proceso Siemens [65] (Czochralski, en el caso monocristalino [70]). Si bien en la actualidad esta notable ventaja inicial del proceso UMG se ha visto reducida por el citado constante abaratamiento de los módulos policristalinos, continúa siendo una alternativa competitiva asimismo en desarrollo, que de hecho se considerará durante el presente capítulo.

### **6.2.1 Tests en condiciones controladas y factores económicos.**

Dentro de las distintas alternativas estándar que se han resumido para la energización de sistemas fotovoltaicos, con el fin de evaluar su viabilidad en el contexto del Observatorio Pierre Auger, se han tomado cuatro muestras para llevar a cabo una serie de pruebas de funcionamiento y rendimiento de las mismas en condiciones controladas en las instalaciones del laboratorio de caracterización de la USC [37]. Una de las razones para dicha elección y estudio viene originada por los problemas energéticos existentes en el seno del detector de superficie del Observatorio Pierre Auger y a la vista de los nuevos subproyectos (necesidades) listados en la parte inicial del capítulo. En ese sentido, se llevó a cabo un análisis comparativo entre tecnología monocristalina, policristalina estándar, UMG y capa delgada, ateniendo a los diferentes factores descritos en la sección anterior.

El módulo monocristalino utilizado es el calibrado que se había empleado en el capítulo 3, mientras que el policristalino estudiado es de tipo estándar, el de capa fina es de tipo CIS (constituido por cobre, indio, selenio) y finalmente el módulo fotovoltaico de silicio metalúrgico con calidad solar (UMG) empleado en el análisis pertenece a un lote de manufactura recién implementada y resistividad media.

Por otro lado, desde el punto de vista económico, la Figura 6.3 indica los rangos actuales mínimos estándar para los tipos de panel estudiado, si bien la mayoría de los que forman parte del estudio llevado a cabo en la USC son de fabricación europea y por ende precios más elevados (el caso UMG es de fabricación española, cuyo rango de precio se indica en la figura). El precio mínimo indicado en el caso policristalino no se corresponde con el rango estándar actual (de variabilidad semejante a monocristalino), sino a un mínimo alcanzado hasta el momento [71]. Cabe mencionar que en general el escenario económico es de difícil

predicción a corto plazo dada la influencia de los mercados actuales en crisis y factores ajenos a la producción fotovoltaica en sí.

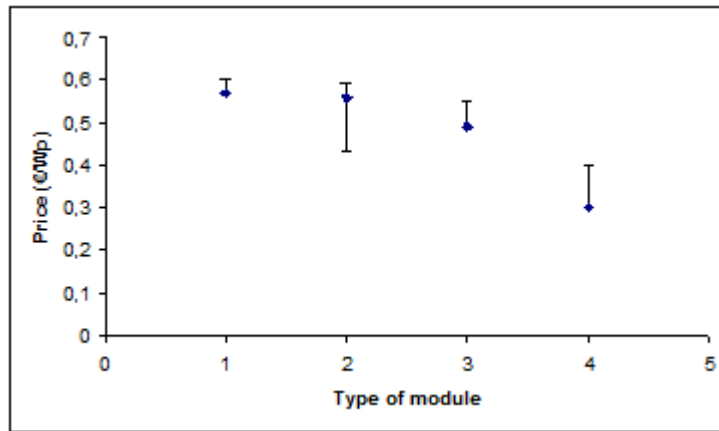


Figura 6.3. Cotas mínimas actuales de precio al por mayor con garantía para los tipos de módulo fotovoltaico considerados: 1 monocristalino, 2 policristalino, 3 capa delgada CIS y 4 UMG. El rango de precio indicado para el módulo de silicio UMG ha sido aproximado por el fabricante [72], mientras que los demás son bajo estándares chinos de mercado al por mayor.

### 6.2.1.1 Tests en condiciones controladas.

Como se comentaba, en el laboratorio de la USC se han llevado a cabo una serie de comprobaciones de operación de diferentes tecnologías fotovoltaicas en condiciones controladas. De este modo, se puede partir de una primera evaluación experimental de funcionamiento para diferentes alternativas fotovoltaicas como añadido a los factores expuestos anteriormente en la presente sección.

Dentro de los distintos abanicos de tipología fotovoltaica puestos a disposición en el mercado, resulta destacable por su predominancia el de tipo policristalino estándar, razón por la cual diversos de los resultados obtenidos en el estudio experimental comparativo están referenciados a esta tecnología. Por otro lado, se ha hecho especial hincapié asimismo en la tecnología UMG, dadas las posibilidades de disposición de módulos de ese tipo especialmente económico, de potencias y características adecuadas para las necesidades existentes y esperables en el Proyecto Pierre Auger, como se verá con detalle en adelante.

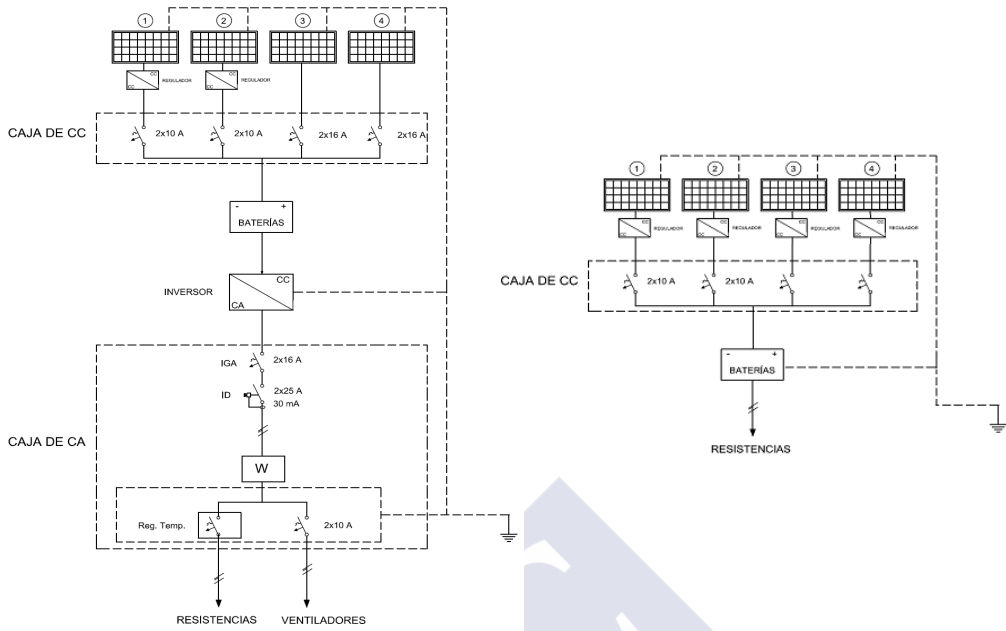


Figura 6.4. Esquemas experimentales utilizados en las tomas de datos en continuación. En la parte izquierda, se representa se representa la instalación real en funcionamiento y en la derecha el dispositivo experimental exterior del laboratorio.



Figura 6.5. Imagen una instalación real alimentada por los módulos fotovoltaicos objeto de estudio y monitorizados en su emplazamiento colindante con la estación meteorológica EOAS de la red MeteoGalicia [73].

Ambos tipos de panel han sido estudiados tanto en condiciones de trabajo en una instalación real como de test (ver figuras 6.4 y 6.5), agregándose en este último caso la tipología capa delgada (CIS) y el módulo calibrado monocristalino de los adquiridos para el Observatorio Pierre Auger. Cabe mencionar que el emplazamiento seleccionado para la instalación en operación es contiguo a una de las estaciones meteorológicas de la red principal gallega de las mismas, pertenecientes a MeteoGalicia [73], lo cual facilita labores de calibración de dispositivos de medición, redundancia estadística y control.

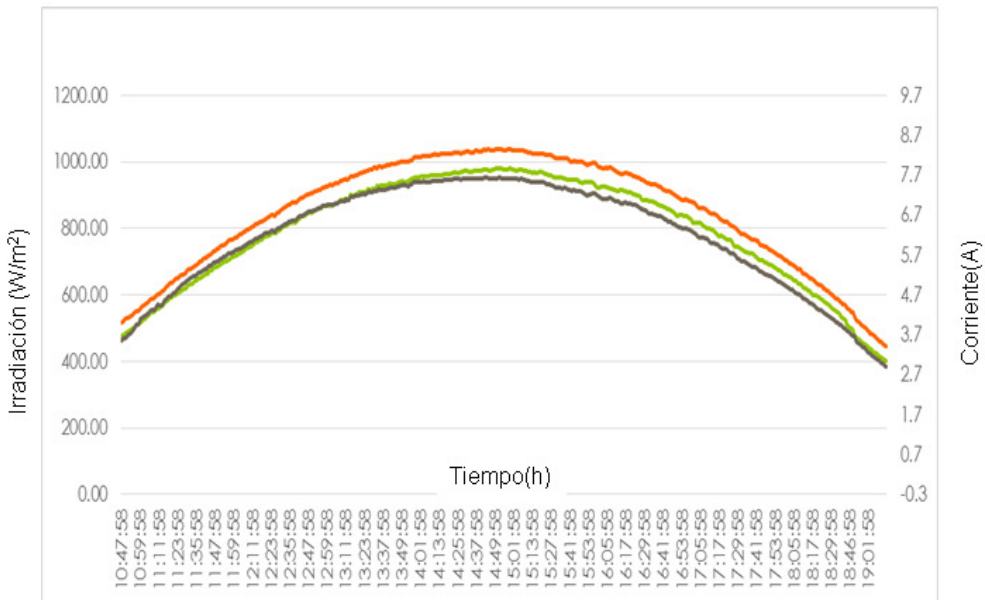


Figura 6.6. Corrientes de operación a lo largo del día para tecnología UMG (línea negra inferior), policristalino estándar (línea superior roja) e irradiación global. La potencia nominal del módulo policristalino es de 280Wp mientras que la de UMG 270.

En la Figura 6.6, se muestra el modo estándar de operación de los módulos fotovoltaicos policristalino estándar y UMG a lo largo de un día. En ella puede verse cómo el comportamiento de ambas tecnologías resulta notablemente parejo para las distintas condiciones de irradiación y temperatura. Se pone de manifiesto la correlación directa existente entre dicha magnitud para cada tipo de módulo y la irradiación, lo cual se hace explícito y extensivo a capa delgada en la Figura 6.7. Los comportamientos son a efectos similares, con ciertas dependencias derivadas de la

influencia de la temperatura, inercia térmica de cada módulo y (preferentemente en el caso de capa delgada) la diferencia efectiva proporcional en el punto de trabajo dentro de la curva característica de iluminación (en el caso de capa delgada se encontraba más próximo a máxima potencia y con mayor fluctuación en curva, dado que se trata de un módulo de envergadura notablemente menor operando a tensiones similares a las del resto de tecnologías).

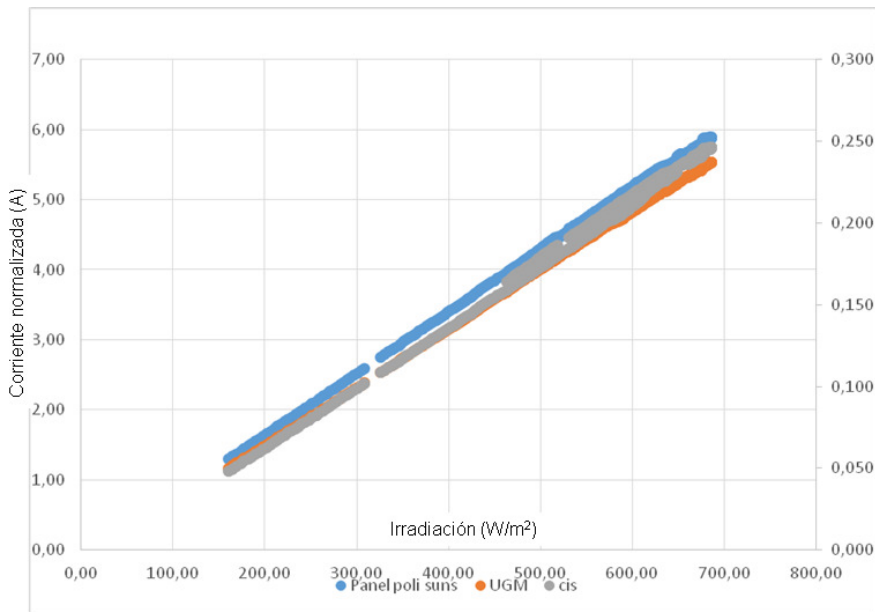


Figura 6.7. Corrientes normalizadas de operación en función de la irradiación para tecnología policristalina estándar (azul), UMG (naranja) y capa delgada (CIS).

En la Figura 6.8, se muestra el rendimiento de operación en el mismo régimen aislado para los distintos tipos de célula, siendo el más alto el policristalino estándar, seguido de UMG y finalmente el de capa delgada con notable diferencia. Se puede apreciar la notable estabilidad de los rendimientos a lo largo del día para los tres casos, viéndose modificados mayormente por el efecto de la temperatura e irradiación, todo ello sin regulación MPPT. Las diferencias de rendimiento entre policristalino estándar y UMG en las condiciones de operación descritas se sitúan en la mayor parte de las horas de luz en torno al 0.5%, mientras que respecto a capa delgada las diferencias son del 3%. Por otro lado, cabe mencionar que frecuentemente los módulos con tecnología UMG se caracterizan por obtener comparativamente una proporción de potencia sensiblemente mayor a través de la tensión que de la corriente [74], por lo que una parte de las diferencias de

rendimiento entre esta tecnología y la policristalina en condiciones de operación en aislada (tensión fijada externamente) como las mostradas es asumible que provengan de ese hecho.

Cabe mencionar igualmente en este punto, que a la vista de la Figura 6.8, y considerando el nivel de monitorización del Proyecto Pierre Auger, pueden establecerse medidas de irradiación mediante dichos elementos (siendo los piranómetros elementos de precio elevado en el mercado).

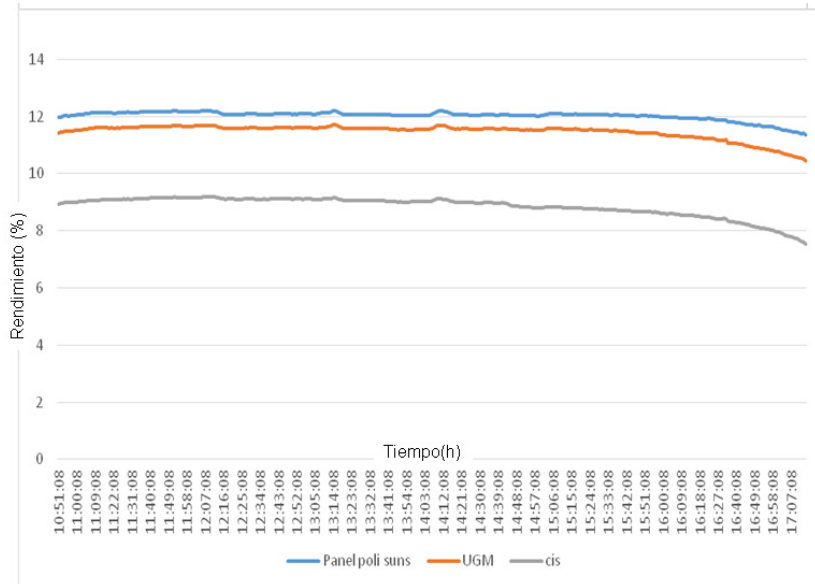


Figura 6.8. Rendimiento de las tecnologías policristalino, UMG y CIS a lo largo del día.

Restringiéndose a un análisis comparativo complementario más preciso entre el modelo de panel instalado en el Observatorio y la tipología UMG, se verá (figuras 6.9, 6.10, 6.11, 6.12 y 6.13) que la dependencia explícita de comportamiento con la temperatura entre ambas tecnologías resulta incluso favorable para éste último, lo cual resulta conveniente en emplazamientos de irradiación elevada como Malargüe. Para ello se ha llevado un test de comportamiento a partir de curvas características a través de mediciones controladas bajo espectro natural.

En la Figura 6.9, se muestran los resultados obtenidos en tecnología UMG para distintas temperaturas, y radiación aproximadamente constante ( $850\text{W/m}^2$ ). Puede verse que se rige por el comportamiento esperado e indicado en el Capítulo 2, en el cual las tensiones se ven reducidas al aumentar la temperatura (tanto Voc como

el voltaje a máxima potencia), mientras que las corrientes lo hacen a la inversa con una cadencia notablemente menor. Por otra parte, la Figura 6.10 contiene los resultados globales de dichas modificaciones inducidas por temperatura en términos de la potencia máxima, donde se manifiesta un descenso de ésta aproximadamente lineal en términos de la primera. Si se calcula la pendiente normalizada de dicho descenso respecto a valores térmicos nominales (25°C), se obtiene un coeficiente de temperatura  $\gamma = -0.529 \pm 0.012 \% / ^\circ\text{C}$  (para módulo de 270Wp),  $-0.452 \pm 0.012 \% / ^\circ\text{C}$  (250Wp) y  $-0.474 \pm 0.017 \% / ^\circ\text{C}$  (230Wp).

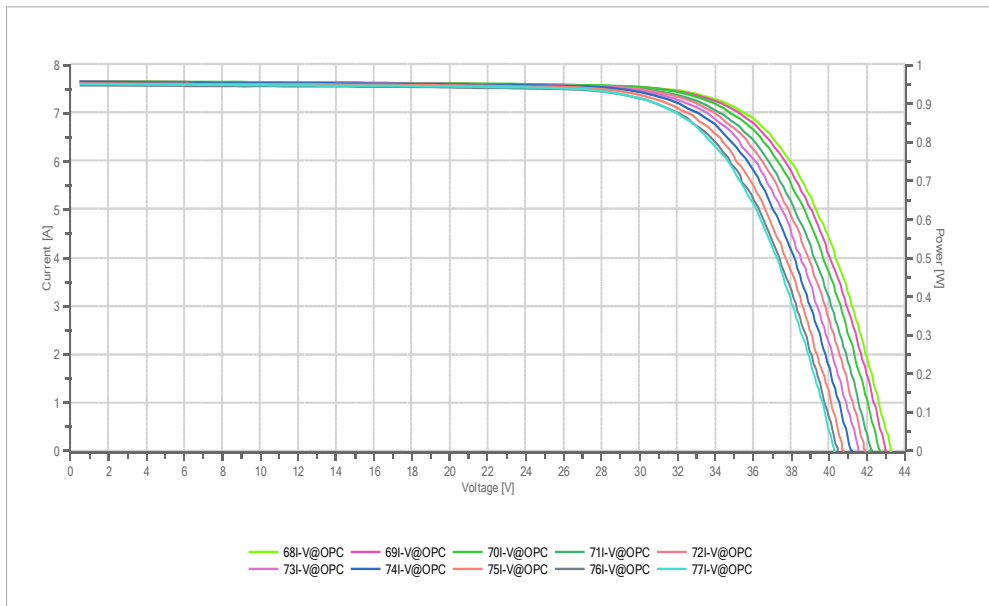


Figura 6.9. Curvas características de módulo UMG para distintas temperaturas (de izquierda a derecha en la leyenda y de arriba abajo: 37, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 55 y 55°C). Radiación  $830\text{W}/\text{m}^2$  bajo espectro solar.

Las Figuras 6.11 y 6.12 muestran los resultados obtenidos cuando las medidas se efectúan sobre el módulo monocristalino calibrado del Observatorio Pierre Auger. En este último caso la pérdida normalizada de potencia por temperatura calculada para el módulo resulta ser  $-0.533 \pm 0.019 \% / ^\circ\text{C}$ , es decir mayor o igual que en todos los módulos UMG analizados. En la Figura 6.13, se indica que esta circunstancia es extensible a la práctica totalidad de los tipos de módulo estudiados

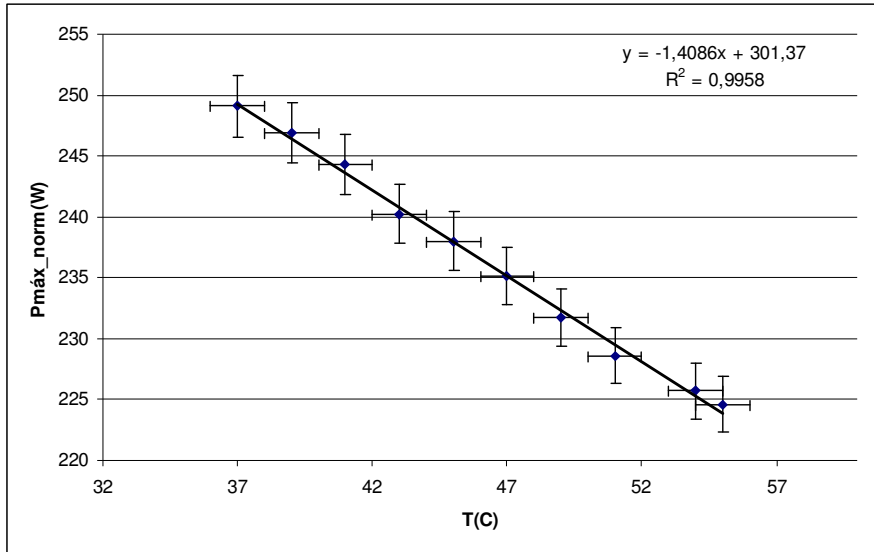


Figura 6.10. Potencia máxima corregida en tecnología UMG (nominal en condiciones estándar = 270Wp) a una radiación de 850W/m<sup>2</sup> en función de la temperatura de célula.

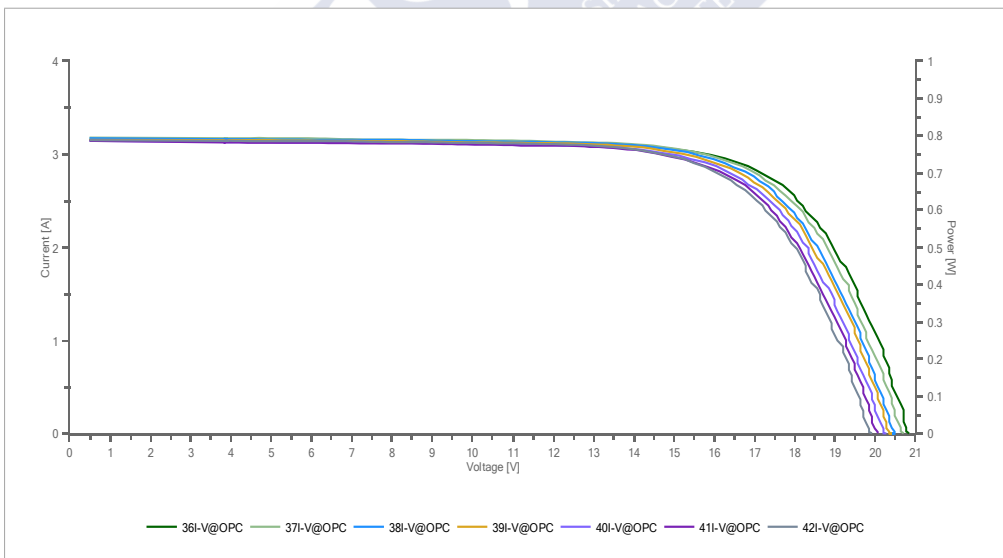


Figura 6.11. Curvas características de módulo monocristalino calibrado en función de la temperatura. Radiación 830W/m<sup>2</sup> bajo espectro solar.

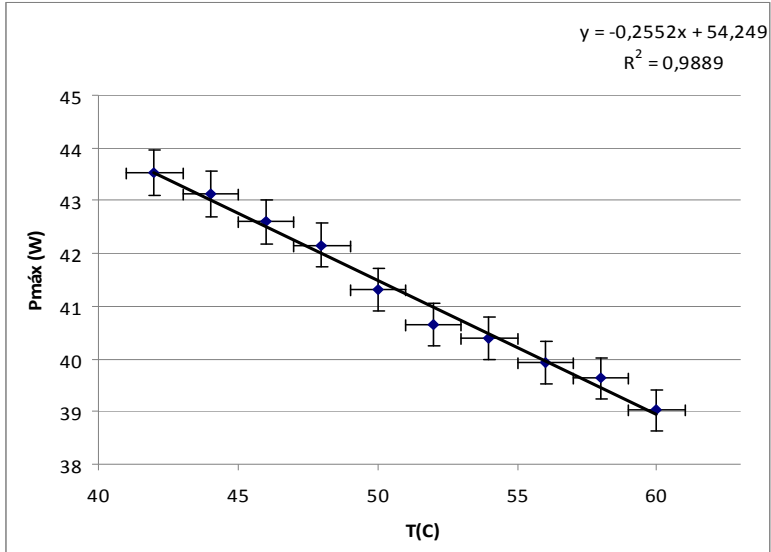


Figura 6.12. Potencia máxima en módulo monocristalino calibrado en función de la temperatura de célula. Radiación  $830\text{W/m}^2$

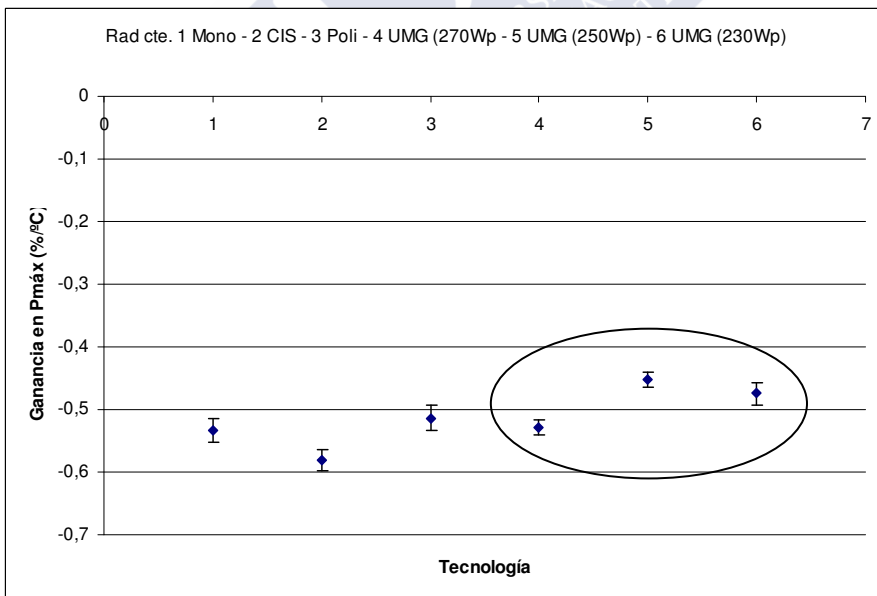


Figura 6.13. Coeficiente de temperatura en potencia máxima (gamma) para las distintas tecnologías analizadas (se indica en la leyenda). El círculo señala los tres tipos de módulos UMG analizado.

A la vista de estos resultados y el comportamiento de las distintas tecnologías analizadas en condiciones de operación, cabe concluir que el comportamiento experimental de los módulos UMG se muestra completamente solvente en cualquier aspecto relevante frente a las demás, así como incluso potencialmente beneficioso para las características climáticas del Observatorio.

## **6.3 Producción.**

Como se ha visto en la sección 6.2, el ejemplo de los subproyectos elegidos del Observatorio que mayor demanda energética presenta es AMIGA, con un agregado de 22W en consumo permanente por parte de los contadores de muones. Dicha circunstancia puede utilizarse como primera referencia de dimensionado.

### **6.3.1 Dimensionado y nuevos proyectos del Proyecto Pierre Auger.**

Como se indicaba en la sección 6.1, la demanda energética extra por parte del subproyecto AMIGA se corresponde con 528Wh/día. Si tienen en cuenta las consideraciones vistas en el Capítulo 2, estableciendo un margen de tolerancia en la potencia del módulo del 10%, un 3% de pérdidas en cableado, un 4% promedio en caso de las pérdidas en los acumuladores (AGM), y un 15% por trabajar fuera de máxima potencia (desde curva característica del fabricante), la potencia de panel resultante son **270Wp**. Cabe indicar en este punto que se ha seleccionado un tipo de batería óptimo en cuanto a pérdidas para minimizar las necesidades de potencia en módulo, de no ser así, sería necesario incrementar este último apartado. Por otro lado, se puede destacar que dicho tipo de batería tiene un mayor coste, pero asimismo una mayor durabilidad que una batería estacionaria estándar (unos 7 años frente a 4), así como un menor requisito de capacidad.

En la Figura 6.14, se muestra la cobertura relativa de necesidades en los contadores de AMIGA mediante un módulo UMG de 270Wp para distintas irradiaciones, con el añadido específico de la corrección de pérdida desde curva por operar fuera de máxima potencia (superior a la estimada por defecto, dado que es dependiente de potencia, voltaje de operación y características de módulo). Como resultado se obtiene que las demandas estarían cubiertas con dicho módulo con alta fiabilidad incluso en las peores condiciones esperables en cuanto a irradiación, si bien cabe mencionar que en este caso sería recomendable la utilización de un regulador de carga con seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT) para un óptimo aprovechamiento del potencial del generador.

Por otro lado, el panel consta de dos características a tener en cuenta dentro del presente contexto: por una parte, la tensión nominal de trabajo son 24V, lo que

se corresponde con la configuración estándar del Observatorio, mientras que por otra, la corriente de cortocircuito se sitúa claramente por debajo de los 9A (ver Tabla VI.I). Ambas circunstancias se traducen en que los reguladores de carga actualmente en uso en el Proyecto (de 12 ó 24V y hasta 10A) podrían utilizarse en este mismo módulo.

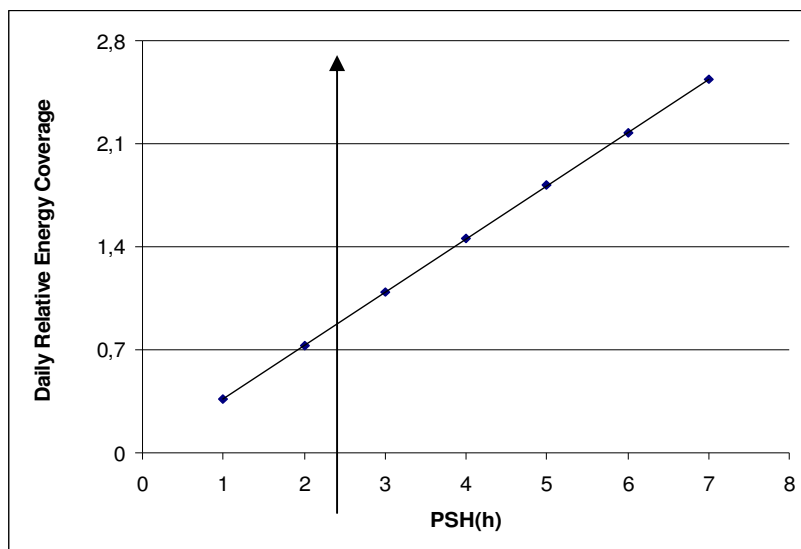


Figura 6.14. Cobertura relativa a la demanda de AMIGA para módulo UMG de 270Wp en función de las horas pico-solar ó kWh/m<sup>2</sup> a disposición. Se indica la mínima irradiación promedio esperable en el emplazamiento.

Modelo	Dimensiones (mm)	Pmpp(W)	Vmpp(V)	Impp(A)	Voc(V)	Isc(A)
FE-245	1973x1006x46	245	34,85	7,04	43,56	7,65
FE-250	1973x1006x46	250	35,02	7,15	43,78	7,77
FE-255	1973x1006x46	255	35,16	7,26	43,96	7,89
FE-260	1973x1006x46	260	35,35	7,36	44,14	8,00
FE-265	1973x1006x46	265	35,60	7,44	44,39	8,05
FE-270	1973x1006x46	270	35,86	7,53	44,50	8,10
FE-275	1973x1006x46	275	36,17	7,60	44,71	8,15
FE-280	1973x1006x46	280	36,50	7,68	45,00	8,20
FE-285	1973x1006x46	285	36,83	7,74	45,36	8,25
FE-290	1973x1006x46	290	37,24	7,79	45,72	8,30

Tabla VI.I – Características de los módulos UMG considerados (datos de fabricante)

Si fuese necesario añadir el consumo de una estación, las necesidades estarían cubiertas en cualquier caso con dos módulos UMG de 230Wp sin necesidad de reguladores MPPT. Por seguridad, se ha considerado el consumo de la estación igual al teórico de las que están en funcionamiento (10W). En la Figura 6.15, se representa como ejemplo la cobertura proporcionada por dos de dichos módulos para la demanda total, siendo ésta excedida en un 18%.

En cuanto a las dimensiones de los paneles, tanto en el caso de las de este último módulo (ver Tabla VI.II) como incluso en el de los de mayor envergadura, presentan asimismo la ventaja potencial de adaptación a las actuales estructuras (soporte vertical de 888.3mm) mediante una modesta inversión.

Finalmente, se da la circunstancia de que, con esta última solución, se liberarían los 106Wp de los módulos monocristalinos existentes en la estación y podrían agregarse a las necesidades de suministro de otras estaciones. En caso de que éstas formen parte del proyecto AMIGA, cada 4 estaciones alimentadas por módulos de mayor potencia como los UMG considerados, podría obtenerse el suministro de una cuarta estación completa del proyecto AMIGA mediante los módulos monocristalinos ya instalados en Auger. La conveniencia de esto podría venir dada por lo ajustado del dimensionado de las presentes estaciones, potencialmente agravado por el natural envejecimiento de los paneles.

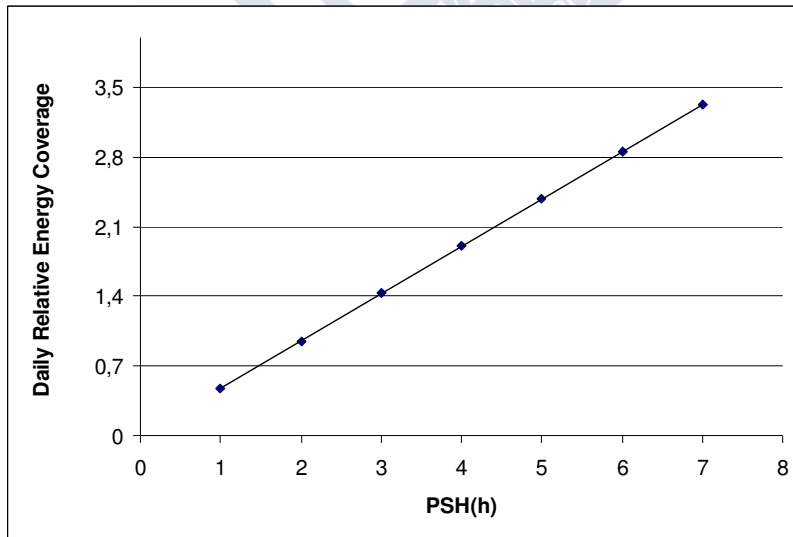


Figura 6.15. Cobertura relativa a la demanda de AMIGA+tanque para dos módulos UMG de 230Wp en función de las horas pico-solar a disposición.

- AMIGA Grande

En la primera sección, se había indicado que el consumo extra requerido por parte del upgrade AMIGA Grande es de 4W para el contador de múones, que se añaden a los 10 W teóricos de consumo estándar de una estación. En la Figura 6.16, se pone de manifiesto que, en este caso, la demanda total queda completamente cubierta (26% de exceso en el peor mes) por medio de un módulo fotovoltaico UMG de 230Wp para las condiciones mínimas esperables de irradiación solar en la región del Observatorio. Inclusive el módulo de 200Wp daría cobertura completa a dichas necesidades (10% de exceso).

Modelo	Dimensiones (mm)	Pmpp(W)	Vmpp(V)	Ipp(A)	Voc(V)	Isc(A)
SFS-200	1641x989x46	200	28,85	6,93	36,15	7,55
SFS-205	1641x989x46	205	29,04	7,06	36,30	7,87
SFS-210	1641x989x46	210	29,22	7,19	36,48	7,80
SFS-215	1641x989x46	215	29,38	7,32	36,63	7,94
SFS-220	1641x989x46	220	29,55	7,45	36,84	8,05
SFS-225	1641x989x46	225	29,85	7,54	37,08	8,11
SFS-230	1641x989x46	230	30,12	7,64	37,32	8,18

Tabla VI.II – Características de los módulos UMG considerados de menores potencias-pico.

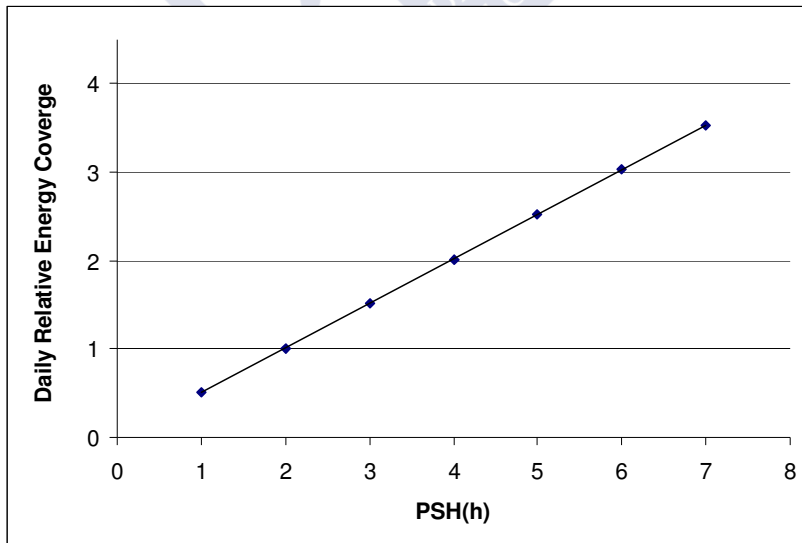


Figura 6.16. Cobertura relativa a la demanda de AMIGA Grande para los módulos UMG de 230Wp en función de las horas-pico a disposición.

- MARTA:

Finalmente, al principio del presente capítulo se había indicado asimismo que el consumo eléctrico esperado por parte de la electrónica asociada al subproyecto de mejora MARTA es de unos 2 ó 3W por cada RPC, pero con potencial incremento en función de convenientes optimizaciones de hasta 5W. De modo similar a los ejemplos anteriores, en la Figura 6.17 se representa el potencial de suministro normalizado a alimentación de las RPC's del proyecto MARTA, tanto en el caso de que se consideren dichos elementos por separado como en conjunción con una estación de detección. En el primer caso (se ha tomado un gasto de 3W por seguridad), un módulo de 230Wp es más que suficiente para alimentar en los meses desfavorables unas 6 RPC's. Cuando se incorpora la necesidad de aporte estándar para la estación, el resultado es de casi 3 RPC's.

En el caso de considerarse un consumo de 5W, el suministro proporcionado por dicho módulo sería numéricamente suficiente en dichas condiciones meteorológicas para la alimentación de 3.8 y 1.8 RPC's respectivamente, mientras que mediante el uso de 200Wp de panel la correspondencia sería más que suficiente para suministrar energía a 3 RPC's y 1.

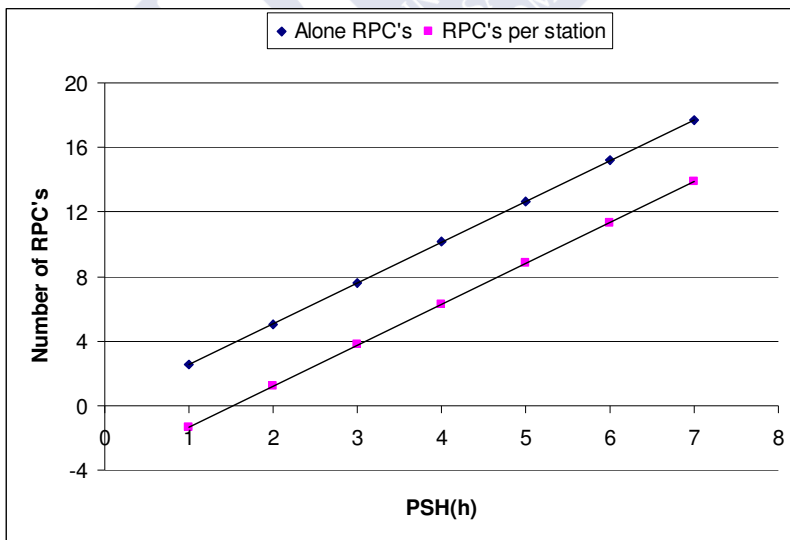


Figura 6.17. Número de RPC's (3W) a las que puede dar cobertura un módulo UMG de 230Wp en función de la irradiación a disposición. Se indica el caso individual y el caso con gasto añadido de estación de superficie.

De nuevo, en este caso y AMIGA Grande, el agregado de uno de estos módulos a un sistema estación+upgrade liberaría los ya existentes monocristalinos en la estación, de forma que cada dos estaciones con esta sustitución se obtendría suministro para al menos una tercera en las mismas condiciones por medio del excedente en módulos resultante. Particularizando al caso de AMIGA, podrían utilizarse igualmente dichos paneles para suministro de RPC's separadas de estación, de ser necesario.

Como resumen de este aspecto, si se define 'n' como el número de estaciones de AMIGA, 'm' el número de estaciones de AMIGA Grande mas estaciones MARTA+tanque. Entonces el número total estimado, N, de estaciones a incorporar paneles no monocristalinos es:

$$N = (n + m) - E\left(\frac{n}{4} + \frac{m}{2}\right) \quad (6.1)$$

### **6.3.1.1. Sistema de acumulación.**

El exceso de demanda que representan los nuevos upgrade ha de ser cubierto con suficiente autonomía mediante los sistemas de acumulación del modo descrito en el Capítulo 2.

-AMIGA:

Como se ha visto, dicho sistema consta de una demanda agregada a la estándar de las estaciones de superficie de 22W, lo que se corresponde energéticamente con 528Wh/día. El tipo de batería considerado para limitar las necesidades energéticas presenta unas pérdidas coulombianas en descarga estimadas reducidas (3% orientativamente), de modo que el factor global de pérdidas eléctricas de la ecuación (2.14) se estima en 0.93 para este caso (3% por conexiones-cableado).

De esta forma, la capacidad requerida es:

$$Q_{N(AGM)} = \frac{[(528/24) \times 6]Ah}{0.94 \times 0.6} \approx 234Ah \quad (6.2)$$

Nótese que en este caso la máxima profundidad de descarga seleccionada es del 60%, mayor al 40% incluido en el Capítulo 2 para las baterías estacionarias estándar sin mantenimiento. La razón es que las baterías VRLA de ciclo profundo

disponibles en la mayor parte de los fabricantes permiten un ciclado más profundo que las baterías selladas modificadas convencionales a igual cantidad de ciclos útiles. En la Figura 6.18, se muestra dicho fenómeno para un fabricante estándar. Se puede ver gráficamente que una descarga del 40% en el modelo sellado líquido equivale en ciclos aproximadamente al 60% para la tecnología AGM, lo cual se traduce en que el criterio resulta equivalente al inicial de la Colaboración en dicho sentido.

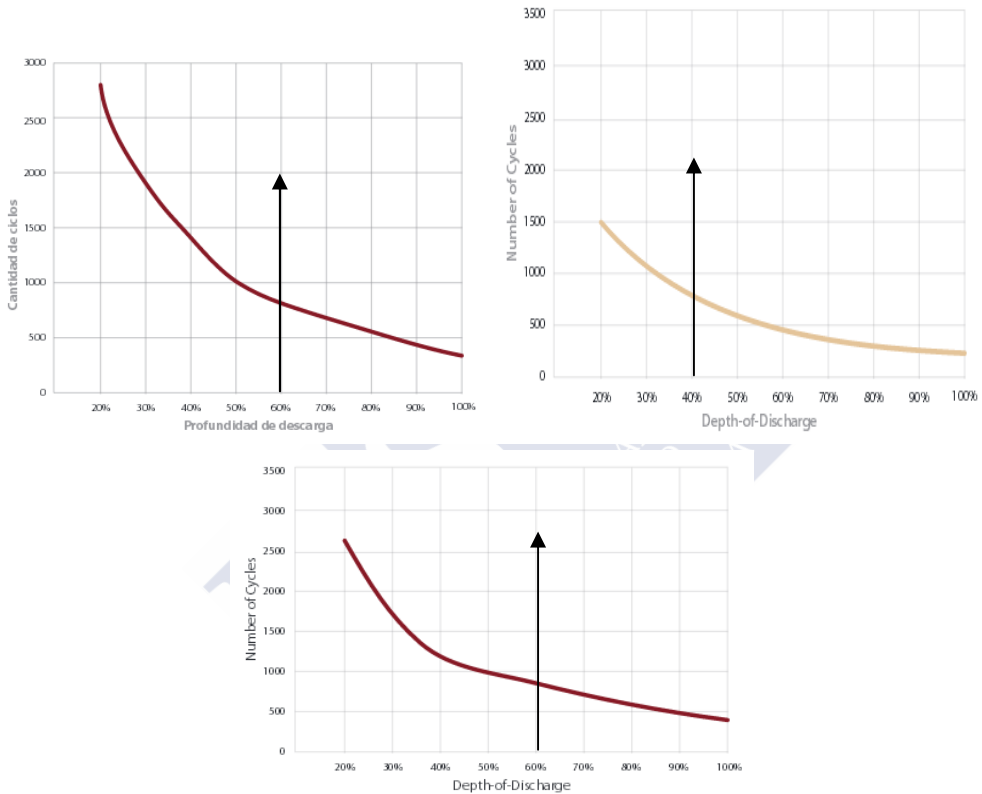


Figura 6.18. Ejemplo de número de ciclos útiles en función de la profundidad de descarga para tecnología AGM en la parte superior izquierda (T. 12 AGM Deep Cycle), batería sellada modificada (T. 30XHS) en el sector superior derecho y Gel (8D-Gel Deep Cycle) en la parte inferior, para en un mismo fabricante. Se indican mediante flechas los porcentajes de descarga equivalentes en cuanto a ciclos útiles para cada tecnología. [77]

En el caso de considerarse un acumulador con electrolito gelificado, se considera una ligera modificación en la capacidad necesaria a causa de un

incremento en las pérdidas eléctricas respecto a AGM [75, 76] (5% aproximadamente de cara a descarga).

$$Q_{N(GEL)} = \frac{[(528/24) \times 6]Ah}{0.92 \times 0.6} \approx 239Ah \quad (6.3)$$

Finalmente, si se considera una batería estacionaria estándar con electrolito líquido, la capacidad necesaria se verá incrementada por un doble efecto: el aumento de pérdidas (10-15%) y la menor tolerancia a profundidad de descarga. En este caso las necesidades de panel sí se verían incrementadas ostensiblemente a causa del aumento de pérdidas y menor descarga máxima admisible.

$$Q_{N(SELLADA)} = \frac{[(528/24) \times 6]Ah}{0.85 \times 0.4} \approx 388Ah \quad (6.4)$$

- AMIGA Grande:

En el caso de este proyecto, el consumo se ha visto que es de 14W (336Wh/día).

La correspondencia análoga en sistemas de acumulación es: 149Ah (AGM), 152Ah (Gel) y 243Ah (electrolito líquido sin mantenimiento).

- MARTA:

En este caso, las necesidades energéticas vienen dadas por las RPC's (3W) y la estación (10W).

De esta forma, las necesidades de acumulación se resumen en: 30Ah/RPC (AGM), 31Ah/RPC (Gel), 49Ah/RPC (electrolito líquido). Dichos requisitos de capacidad se añadirían al de cada estación: 101Ah (AGM), 103Ah (Gel) y 165Ah (electrolito líquido).

Cabe mencionar en este punto que el consumo por estación se había considerado por seguridad mayor al de los tanques en funcionamiento en la actualidad (8W), de lo que deriva la diferencia entre los 150Ah calculados en el Capítulo 2 y los presentes.

### **6.3 Conclusiones.**

En el mercado actual de módulos fotovoltaicos, los precios se han visto notablemente reducidos en los últimos años, de forma que tanto la viabilidad de este tipo de energía como la oferta existente han tenido un importante incremento. Dicha oferta incluye un abanico de tecnologías entre las que destacan el silicio cristalino y las de deposición amorfa en capa delgada, siendo la de mayor proliferación el silicio policristalino estándar. En el LACEM se han realizado pruebas experimentales de dichas tecnologías en condiciones reales de operación, destacando entre ellas por su correcta ratio precio/rendimiento el silicio metalúrgico de calidad solar (UMG).

Por otro lado, considerando diferentes nuevos abanicos de necesidad eléctrica en subproyectos existentes en la Colaboración Pierre Auger, se ha considerado el abanico de producción español en silicio UMG y dimensionado a dichas demandas. De las diferentes alternativas del análisis, se concluye que, por mayor simplicidad, seguridad, comportamiento y logística, la opción más conveniente resulta ser la instalación de módulos UMG de 230Wp para dichos upgrade.

Particularizando a las propuestas consideradas, la cobertura sería completa mediante 2 de dichos módulos para AMIGA y 1 para AMIGA Grande/MARTA. Por otra parte, si se pretendiese cubrir sólo los contadores de AMIGA, así como utilizar los reguladores existentes, serían recomendables módulos de 290Wp (siendo obligatorios en caso de no utilizarse en acumulación baterías AGM). La tensión de trabajo y los reguladores existentes en la actualidad son compatibles, así como las estructuras con una adecuada adaptación.

Finalmente, se han calculado las necesidades de acumulación para los ejemplos considerados y los tres tipos básicos de tecnología plomo-ácido estacionaria (AGM, gel y sellada estándar). Cualquiera de los tres casos es adecuado energéticamente para la configuración de 230Wp y reguladores convencionales.

## Conclusions

The energy supply system of the surface detector of the Southern Observatory of the Pierre Auger Project comprehends a grid of 1600 identical stand-alone Photovoltaic Systems. The total power of the solar farm is about 0.16MWp, and its main characteristics, such as a constant consumption, a permanent and exhaustive monitoring and a high statistics capacity, constitute an experimental setup and a unique occasion for the systematic study of stand-alone photovoltaic systems. In the present work, the experimental data from the 1600 systems were analysed from 2003 to the present.

A critical study of the sizing of the photovoltaic systems of the Project's surface detectors was carried out, both under a theoretical point of view and by using the experimental data. From the calculations and the statistic analysis of operation of the experiment's surface detectors, we conclude that such sizing turns out to be excessively limited or lacking in energy capabilities, as well as being evaluated in a 10% the systems which are simultaneously in deteriorated conditions.

A decreasing global tendency over time in the yearly integrated values of the Charge Factor, and for all the systems in operation throughout 9 years, was detected. This situation may be an indication of an experimental observation of the ageing of photovoltaic modules, since it is quantitatively compatible with it (1.7%/year).

As a boundary, the photovoltaic systems of the Pierre Auger Project verify up to a 90% the design expectations, although the system could be considered in general excessively austere. In case of future implementations of new components for detection, with additional energy requirements, the photovoltaic system's reliability will be compromised.

An exhaustive study of the different ways of ageing of the Pierre Auger Observatory's energy storage systems was carried out, both standard (cycling) and anomalous, such as deep discharge, sulphation, corrosion or gassing, that are dominant in their degradation. Two methods of evaluation and following of the state of batteries ageing have been proposed, both based on the time evolution of the voltage distribution in discharge regime: RMSE and Weibull's  $\beta$  parameter. By means of experimental data, we have checked that both algorithms turn out to be sensitive concerning the establishment an early prediction of the useful lifetime end of the storage system, with reliability higher than 80%.

A certain sensitivity of the estimators to influence parameters over the useful lifetime expectancy, such as meteorological conditions during installation, time of batteries storage, kind of anomaly or manufacturing process among others, was identified.

A global quality control for testing and control of the system has been designed. This protocol is carried out in three consecutive steps: previous to installation, during installation and in continuous and exhaustive mode throughout the whole using time during the data taking. An integral method for detection and identification of anomalies was established. It is based on the voltage function of the batteries and it allows us to catalogue the main causes of failure in the system.

A hierarchy of alarm levels has been defined as a function of their seriousness to be reported to the Observatory's personal maintenance staff in order to be solved.

The detailed analysis of the statistics of the detected anomalies have identified a possible deficiency in the system's design related to the series-connection way of regulation, which is translated into unbalances, severe in some cases, in the mode of operation of the batteries.

Finally, a design proposal for the photovoltaic energy supply systems to be included in the detector's upgrades (in particular AMIGA; AMIGA-grande and MARTA) has been elaborated. As a result of the experimental studies that were carried out at the LACEM, in which several technologies were taken into account, the UMG one for modules is proposed as a suitable choice. In addition, different possible combinations of them and the corresponding storage systems were also established.

# Índice de Figuras

1.1 *Flujo energético de los rayos cósmicos. Se señalan las regiones principales de interés.*

1.2 *Observatorio Sur en un estado próximo a su finalización (zona azul, estaciones instaladas activas)*

1.3 *Esquematación de los componentes fundamentales de los detectores de superficie del Observatorio Pierre Auger.*

1.4 *Ejemplo de evento con alta inclinación ( $88^\circ$ ) y  $3.1019\text{eV}$ . Se representa con código de colores la cantidad de señal en cada estación.*

1.5 *Espectro energético combinado híbrido-superficie escalado por  $E^3$ . Se representa asimismo el resultado obtenido en el experimento Hi-Res, así como la incertidumbre sistemática entre sí en la escala de energía (22%) y ajustes a funciones empíricas en la región.*

1.6 *Esquema del sistema fotovoltaico de Auger. Las flechas indican el flujo energético desde los módulos fotovoltaicos hasta la electrónica. En la imagen, se muestra un ejemplo de dicho sistema en una de las estaciones de detección.*

1.7 *Representación del sistema de almacenamiento de energía y sus magnitudes monitorizadas.*

2.1 *Esquema de la estructura fundamental de una célula solar y corrientes asociadas en operación.*

2.2 *Curva característica de un módulo fotovoltaico arbitrario. En el eje de ordenadas, se representa la corriente  $y$ , en el de abscisas, el voltaje. Asimismo, se indican también la corriente de cortocircuito, la tensión en circuito abierto, el voltaje e intensidad en el punto de máxima potencia y la curva de dicha magnitud (línea discontinua)[1].*

2.3 *Dibujo esquemático de los distintos elementos de una batería de plomo – ácido.[1]*

2.4 *Circuito representativo de una batería de voltaje  $V_B$ .*

2.5 *Esquematación del proceso de estratificación del electrolito. En la parte superior se muestra la distribución de densidades,  $\rho$ , ((b)) y resistencia interna ((c)) en función de la altura (ejes Y) en la batería durante la carga. Abajo se esquematiza el proceso durante la carga. [1]*

2.6 *En el eje Y se representa la tensión por elemento<sup>9</sup> en una batería para distintos regímenes de carga. En el X el tiempo de carga en horas y escala logarítmica. [1]*

2.7 *(a) circuito esquemático donde se representa la implementación de un regulador en paralelo. (b) en el eje X se representa el voltaje/elemento de la batería; en el Y la corriente generada.*

2.8 *(a) esquema de funcionamiento de un regulador en serie. (b) forma de actuar de dicho regulador (en eje X el voltaje/elemento de una batería).*

2.9 *Radiancia directa (puntos negros) y difusa diarias en <HPS> a lo largo de un año, con albedo 1 (cruces) y 0.2 para inclinación de panel de 55 ° hacia el Norte.*

2.10 *Valores de la radiancia (eje Y) en función del ángulo de inclinación del panel en radianes (eje X). La línea indica los valores dados por el modelo, los puntos los valores medidos en Malargüe en Febrero de 2002. En el centro están los valores del ángulo óptimo para cada mes.*

2.11 *En el margen izquierdo se muestra la radiancia colectada en función del mes y del ángulo (óptimo, punto relleno; 45° círculo, 55° cruz hueca). En la gráfica de la derecha, se representa la ganancia con respecto al valor óptimo para 65 ° (punto), 55° (cruz hueca) y 45 (círculo).*

2.12 *Carga mensual generada por los módulos fotovoltaicos (55° de inclinación) en función del mes para los distintos tipos de estimación de horas pico solar (NASA con albedo 0.2 círculo; Rama Caída triángulo; San Rafael cuadrado y datos de Los Leones con una cruz hueca). Se señalan también los 300 Ah mensuales de consumo.*

---

<sup>9</sup> Cada batería está constituida por un conjunto de unidades fundamentales denominadas vasos o elementos, que están conectados en serie entre sí.

2.13 *En la parte izquierda, las temperaturas mínimas esperables en Malargüe (rombos) y Lamar (círculos) según la base de datos de la NASA. En la derecha las correspondiente irradiaciones promedio mensual expresadas en hora pico-solar.*

2.14 *En el eje de abscisas el número de estación y en el de ordenadas la corriente promedio consumida en Agosto de 2012. En la figura interior se particulariza la coexistencia entre dos tipos de electrónica, donde la nueva y de mayor estabilidad se representa en rojo (se indica la región de valores típicos entre líneas discontinuas).*

2.15 *Potencia promedio consumida en función del número de estación.*

2.16 *En la parte superior se muestran los valores de la corriente generada, después de su regulación, en las cuatro épocas del año (primavera 'Octubre de 2004' en verde, verano en rojo 'Diciembre de 2004', otoño en dorado 'Mayo de 2004' e invierno en azul 'Agosto 2004') y en función del número de estación. También se señalan entre barras los rangos típicos de valores.*

2.17 *En la parte izquierda, se representan de modo superpuesto los histogramas normalizados de la carga entrante en las baterías en las distintas estaciones del año (rojo verano, dorado otoño, azul invierno y verde primavera). A la derecha lo mismo para la carga consumida.*

2.18 *En la parte izquierda, se muestran de forma solapada para cada estación los valores de la carga mensual acumulada (eje Y) entrante (azul) y saliente en el mes de Agosto de 2004 (invierno). En la derecha se muestra lo mismo para el mes de Diciembre del mismo año (verano).*

2.19 *Distribuciones de carga entrante y saliente (línea continua) solapados para las distintas estaciones: primavera (Octubre 2004), invierno (Agosto), otoño (Marzo) y verano (Diciembre) de arriba abajo y de izquierda a derecha*

2.20 *Factor de recarga para todas las estaciones a lo largo del año 2012.*

2.21 *Distribuciones de factores de recarga anuales de todas las estaciones en funcionamiento en cada caso para distintos años. En la parte inferior se representa el promedio de dichas distribuciones en función del año de cálculo.*

2.22 *En la gráfica superior, se representan de forma superpuesta los valores de FR para distintos meses (meteorologías): en rojo el verano (Diciembre de 2004), en verde la primavera (Octubre 04), en áureo el otoño (Mayo) y en azul el invierno (Agosto). Al mismo tiempo, en la figura inferior, se realiza una ampliación de la zona de interés y se señalan los valores medios estimados para el factor de recarga en esos meses con rectas de los respectivos colores. Se han destacado en grosor las líneas roja y azul.*

2.23 *En la parte izquierda, se adjuntan los valores del voltaje de una batería arbitraria del experimento (eje de ordenadas) a lo largo de un día, es decir, su función de voltaje. Como indicación se han representado por colores los distintos regímenes de operación. En círculos se representan los valores del voltaje uno de los módulos fotovoltaicos.*

*A la derecha se muestra la distribución de probabilidad de valores de la función de voltaje de un conjunto arbitrario de baterías a lo largo de un mes.*

2.24 *Distribuciones de voltaje total de todos los valores en conjunto de las baterías pertenecientes a distintos rangos de FR: mayor que 1.2 (rojo), menor que 0.8 (fucsia) y el rango intermedio (azul) y en distintas fechas (primavera, verano, otoño e invierno; de arriba abajo y de izquierda a derecha) (OJO, revisar número de figura, y el borde derecho.*

2.25 *En la parte derecha se muestran las distribuciones de voltaje de las baterías en los distintos meses superpuestas y valores intermedios de FR. A la derecha se representa para  $FR < 0.8$  (arriba) y  $FR > 1.2$  (abajo)*

2.26 *Distribuciones de voltaje de las baterías 2 de las estaciones cuyos valores de FR se sitúan entre 0.8 y 1.2 (centro), con más de 1.2 (derecha) y menos de 0.8 (izquierda) de forma superpuesta en distintas épocas del año.*

2.27 *De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 923, distribución de consumos y de producciones de panel.*

2.28. *De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 1083, distribución de consumos y de producciones de panel.*

2.29. *De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 1218, distribución de consumos y de producciones de panel.*

2.30. *De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 712, distribución de consumos y de producciones de panel.*

2.31. *De izquierda a derecha, distribución de voltaje de las baterías de la estación 907, distribución de consumos y de producciones de panel.*

2.32 *Distribución de valores mensuales en 2012 de corriente de consumo y producción para todas las estaciones. En la figura inferior se aumenta la resolución e indican con círculos las regiones con datos fuera de rango estándar.*

3.1 *En la parte superior, se muestran las tensiones de las baterías de la estación 243 dentro del intervalo de tiempo en que su comportamiento se tornó rápidamente inestable y descompensado. En el sector inferior, se muestran las tensiones de fotormultiplicador en el mismo intervalo de tiempo, indicando la pérdida producida por la citada circunstancia.*

3.2. *En la parte superior, se muestran las tensiones de las baterías de la estación 243 durante los días en que se produjo su sustitución por fallo de funcionamiento. En la inferior, se muestran las tensiones de fotormultiplicador en el mismo intervalo de tiempo, resaltando de nuevo la magnitud del salto producido en sus valores en el momento de dicha sustitución.*

3.3 *En el sector superior, se muestran los voltajes de los acumuladores de la estación 459 durante el intervalo de tiempo en que se manifestó de modo agudo el problema de funcionamiento existente en los mismos. En la inferior, las tensiones de fotormultiplicador en dicho intervalo temporal*

3.4 *En la parte superior, se muestran las tensiones de los acumuladores de la estación 459 durante el periodo de tiempo en que produjo el fallo definitivo y la caída de la estación. En la inferior, se muestran las tensiones de fotormultiplicador en dicho intervalo, así como se indica la prolongación del mismo y la caída de tensión en los fotormultiplicadores una vez llevada a cabo la restauración de operación.*

3.5 *Ganancia (eje Y) frente a tensión para los fotormultiplicadores utilizados en los detectores de superficie del Observatorio Pierre Auger. (datos de fabricante)*

3.6 *Relación entre carga anódica y dinódica en el seno del fotormultiplicador para los dos valores de voltaje indicados para el mismo.*

3.7 *Esquematización de la pérdida de área útil en cuanto a detección de calidad por parte de la red de detección del Observatorio a causa del fallo de suministro en una estación. Cada punto representa una estación de la red hexagonal del experimento.*

3.8 *En la parte izquierda se representa la pérdida de área efectiva de calidad por parte del experimento (eje Y) frente al número de estación para una simulación de fallos de operación distribuidos aleatoriamente y evaluado bajo 1000 repeticiones. En la figura de la derecha se representan las fluctuaciones asociadas en dicha pérdida de área, representadas mediante barras de error azules en la figura anterior.*

3.9 *Muestra de diversas fotografías donde están contenidos los diversos problemas detectados.*

3.10 *Fotografías del dispositivo experimental en el test de laboratorio.*

3.11 *En la parte superior, se representa el cociente entre las corrientes de cortocircuito correspondientes a los módulos fotovoltaicos de tres estaciones del Observatorio visitadas frente al número de estación (Moulin 140, Gladis 194 and Federico 219). En azul, el panel superior y en fucsia el inferior. En la figura inferior, el porcentaje de pérdidas observadas.*

3.12 *Fotografías del dispositivo experimental en el test de laboratorio*

3.13 *Los cuatro módulos fotovoltaicos estudiados en el edificio de ensamble del Observatorio.*

3.14 *En el sector superior, se representa la corriente de cortocircuito para el modulo de referencia, mientras que en el inferior la tensión.*

3.15 *En la parte superior se representa la corriente de cortocircuito frente al tiempo para los módulos con 'arañas' (cuadrado fucsia) y azulamiento de células. En la inferior se representa para los mismos módulos y el de referencia la corriente de cortocircuito frente a la irradiación medida.*

3.16 *Corriente de cortocircuito normalizada respecto al panel fotovoltaico de referencia frente al tipo de anomalía (1 azulamiento de células, 2 células con tono ocre, 3 anomalías filiformes) para módulos conectados a carga (cuadrado rojo) y sin ella (triángulo azul).*

3.17 *Tensiones en circuito abierto del panel con ‘arañas’ y calibrado frente al tiempo. En la parte inferior, se representan entre sí ambas series de valores de tensión.*

3.18 *Corriente de cortocircuito frente al tiempo para el módulo con ‘arañas’ (rojo) y el calibrado. Nótese que el comportamiento entre las 15:30 y las 16:30 no debe tenerse en cuenta, dada la existencia de un sombreado no evitable si bien controlado.*

3.19 *Imágenes en infrarrojo (izquierda) y en visible de un modulo fotovoltaico con anomalías filiformes tomadas bajo la luz directa del sol.*

3.20 *Curvas características para el caso anómalo (arriba) y el panel calibrado.*

3.21 *De arriba abajo, imagen de electroluminiscencia del modulo fotovoltaico con anomalías, y fotografía de dicho panel con las zonas anómalas indicadas mediante círculos rojos, así como el detalle de algunas de las mismas con alta resolución.*

4.1 *En la parte izquierda, las distribuciones de voltaje de la batería 1 de la estación número 152 en Agosto de 2003 y 2004 superpuestas. En la derecha, detalle de los picos de regulación.  $\sigma_{\text{ago } 03} = 0.171$   $\sigma_{\text{ago } 04} = 0.209$  Siendo “ $\sigma$ ” la anchura de resultado de realizar el ajuste de los picos de descarga a una función gaussiana.*

4.2 *Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 155 en Junio de 2003 (en azul y línea continua la batería 1)*

4.3 *Distribución de voltaje de la batería 2 de la estación 133 en Agosto de 2004.*

4.4 *Distribuciones de voltaje de descarga de la batería 2 de la estación 146 en Agosto de 2003 (línea continua) y 2004 superpuestas.*

4.5 *Distribuciones de voltaje de descarga a lo largo de dos años para un conjunto de baterías del Observatorio Pierre Auger, ajustadas para indicativo visual a funciones de Gauss en el primer caso y Landau en los restantes.*

*4.6 Función gamma de Euler.*

*4.7 Izquierda: modificaciones sufridas por parte de una función de densidad de Weibull de parámetro de escala fijo y forma variado en los rangos de interés. En la parte derecha se muestra lo recíproco para el parámetro de escala.*

*4.8 Voltaje en descarga en función de la temperatura durante el año 2005 para todas las estaciones instaladas una vez seleccionados los datos estadísticamente. La línea indica el valor medio en cada bin una vez ajustados los datos dentro de él de forma gaussiana.*

*4.9 En la parte superior se muestra las distribuciones de voltaje de la Figura 4.8 a 2 y 22 grados centígrados respectivamente, mientras que en la inferior el valor medio y anchura de las distribuciones e voltaje resultantes de efectuar cortes a temperatura constante en dicha figura.*

*4.10 En el sector superior, se muestra la dependencia de los parámetros de forma y escala del ajuste a una función de Weibull a lo largo del tiempo para las distribuciones de descarga de una batería con comportamiento estándar y una sometida a un proceso de estratificación. En el inferior se representa lo mismo frente a la temperatura promedio mensual ajustado a funciones lineales.*

*4.11 Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 152, considerada como standard. En azul y línea continua la batería 1.*

*4.12 RMSE de las distribuciones de descarga de las baterías de la estación 243 respecto a la inicial estable frente al tiempo y a lo largo de 7 años. En la figura, se indican mediante flechas los momentos de sustitución de las mismas, así como el instante aproximado en el cual sucedió una nevada eventual y la extrapolación de tendencia para la última batería.*

*4.13 . RMSE de las distribuciones de descarga de las baterías de la muestra recogida en la Tabla VI.I respecto a las correspondientes iniciales estables frente al tiempo a lo largo de ocho años*

*4.14 Diferencias relativas mes a mes (pull) entre los valores de RMSE para la muestra listada en la Tabla VI.I a lo largo del tiempo.*

4.15 *Parámetros de escala (beta) resultantes del ajuste de las distribuciones de descarga de las baterías de la estación 243 a una función de densidad de Weibull frente al tiempo a lo largo de 7 años. Nuevamente, se indican los momentos de sustitución de las mismas, así como el instante aproximado en el cual sucedió una nevada eventual y la extrapolación de tendencia lineal para el último caso.*

4.16 *Factores de escala resultantes del ajuste a una función de densidad de Weibull de las distribuciones de descarga de las baterías de la muestra recogida en la Tabla IV.I frente al tiempo (8 años). Se indica asimismo mediante una flecha azul el resultado promedio de un ajuste lineal de todos los datos:  $\beta(t) = (0.22 \pm 0.04) + (0.027 \pm 0.006)t$ .*

4.17 *Diferencias relativas mes a mes (pull) entre los valores del parámetro de escala de la función de Weibull a lo largo del tiempo para la muestra resumida en la Tabla IV.I. Se indican asimismo las baterías de la muestra que habían sido sustituidas.*

4.18 *Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull para diversos acumuladores seleccionados de la muestra Tabla IV.I: en la parte superior, se recogen aquellos que fueron instalados en verano y en la inferior en invierno*

4.19 *Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull para diversos acumuladores seleccionados de la muestra Tabla IV.I: se recogen aquellos que presentan diferencias en los procesos de fabricación.*

4.20 *Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull para tres acumuladores de los contenidos en la Tabla IV.I, donde en uno de los casos los módulos fotovoltaicos se encontraban cubiertos de nieve en cierto periodo de tiempo indicado en la figura.*

4.21 *Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull para diversos ejemplos de la muestra donde el elemento diferenciador en este caso entre la figura superior y la inferior es el tipo de fallo (arriba corrosión).*

4.22 *Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull (arriba) y RMSE para diversos ejemplos de la muestra, donde el factor discriminante son las condiciones meteorológicas durante la instalación de los acumuladores y se indican en las leyendas (instalaciones en verano representadas con círculos azules). La magnitud de la dispersión característica de los datos, en el caso de Weibull en*

*convolución con el error en los parámetros de ajuste, se indica mediante flechas en lugares específicos.*

*4.23 Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull (arriba) y RMSE para ejemplos de la muestra, donde el factor a discernir es la causa de fallo final, que se indica en las leyendas (fallo por sulfatación en círculo azul). Nuevamente se indica la magnitud del error/dispersión mediante flechas.*

*4.24 Evolución temporal de los parámetros de escala de Weibull y el RMSE (parte inferior) para diversos ejemplos de los seleccionados, donde el factor discriminante en este caso es el tiempo de almacenamiento sin recarga de las baterías. De nuevo, se sitúa el error estadístico mediante flechas.*

*4.25 Comportamiento temporal de los parámetros de escala de Weibull y RMSE (parte inferior) para ejemplos seleccionados donde el factor discerniente es el tipo de procedimiento de fabricación de los acumuladores. Se indican los valores del ajuste lineal.*

*5.1 En la parte superior, se muestran los valores de corriente obtenidos en el test de Malargüe (puntos negros) para la corriente de cortocircuito y los dados por el fabricante (círculos). Abajo se representa el cociente de ambas cosas.*

*5.2 En la parte izquierda, se representan las corrientes estimadas en el punto de trabajo para los diferentes lotes de paneles que se han adquirido (puntos azules el primer lote inicial de prueba, procurado por la USC, mientras que el resto de lotes se fueron adquiriendo secuencialmente en la dirección del eje de la figura. A la derecha, se representa lo mismo para las potencias de cada módulo en condiciones estándar. Los ejes de abscisas cortan a los de ordenadas en corrientes y potencias de 3.15 A y 50 Wp respectivamente.*

*5.3 Voltaje (eje Y) frente al tiempo de una batería estándar para una descarga a corriente constante.*

*5.4 Izquierda: pendientes en descarga (eje Y) frente a tiempo. Derecha: lo mismo para las pendientes obtenidas tomando sólo la segunda y tercera hora de descarga.*

*5.5 Izquierda: ordenadas en el origen en descarga (eje Y) frente a tiempo. Derecha: lo mismo para las ordenadas obtenidas tomando la segunda y tercera hora de descarga.*

5.6 *Izquierda: relación entre el tiempo resultante (corregido, eje Y) de la extrapolación de los ajustes lineales de las segundas y terceras horas de descarga frente al tiempo real empleado. Derecha: lo mismo una vez establecida la corrección polinómica.*

5.7 *A la izquierda: cociente entre el tiempo predicho y el real (eje Y) respecto al tiempo real. A la parte derecha: lo mismo estimado sólo a partir de las ordenadas en el origen.*

5.8 *En el eje de abscisas el número de estación, en el de ordenadas el voltaje promedio mensual diurno de los módulos durante el mes de Agosto de 2012.*

5.9 *En el eje X el número de estación, en el Y el promedio de la corriente diurna regulada promedio en el mes de Agosto de 2012.*

5.10 *En el eje X se representa el número de estación mientras que en el Y se muestra el voltaje promedio en Marzo de cada una de las baterías de esas estaciones (rojo batería 1 y azul batería 2). Izquierda en el 2004, dcha. en el 2012.*

5.11 *Distribuciones de voltaje del conjunto de todas las baterías (batería 1 línea continua azul, batería 2 línea roja discontinua) en Junio, Agosto y Octubre de 2003 y Agosto de 2004.*

5.12 *Distribución de las diferencias de voltaje entre las dos baterías ( $V_{Bat2} - V_{Bat1}$ ) de cada estación, para todas ellas (Octubre de 2004). En el recuadro superior derecho se muestran los parámetros del ajuste a una función de Gauss.*

5.13 *A la izquierda se adjuntan las distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 340 en Septiembre de 2004. A la derecha el resultado de corregir la distribución (sumando 0.6 V a  $V_0$ )*

5.14 *Distribuciones de voltaje de las dos baterías de la estación 133 en distintos meses (Marzo, Mayo, Agosto y Septiembre de 2004; de arriba abajo y de izquierda a derecha)*

5.15 *Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 253 en los mismos meses que en la Figura 5.10.*

5.16 *Sesgos sistemáticos en las tensiones nocturnas para estaciones con buen comportamiento en diferentes años. Mediante línea continua se representa la batería 2.*

5.17 *Distribución de temperaturas de todas las estaciones en noviembre de 2012. Con línea continua la dada por el sensor de la batería 1 y en rojo por el de la batería 2.*

5.18 *Distribuciones de voltaje en distintos meses y colores (Junio de 2003 en azul, Agosto en verde, Octubre en negro y Marzo de 2004 en rojo). En la parte superior, la estación 152 y en la inferior la 154.*

5.19 *En el eje de ordenadas, se representan los valores promedio del voltaje de regulación por cada elemento o vaso; en el eje abscisas la temperatura promedio de cada una de las dos baterías en el mes correspondiente. Las líneas negras se corresponden con el ajuste obtenido a partir de los datos de temperatura de la batería 1 de cada estación, mientras que las azules lo hacen con los valores de la batería 2 (puntos marcados con un triángulo). En el recuadro superior derecho se presenta la información del ajuste lineal de la batería 1; el recuadro inferior izquierdo hace referencia a la batería 2 (en ambos casos, la pendiente se denota como “p1” y la ordenada en el origen como “p0”).*

5.20 *Esquema del método propuesto para la detección de problemas en baterías. Los recuadros rojos contienen el procedimiento; los azules las causas y efectos de las anomalías detectadas.*

5.21 *En el eje de abscisas el número de estación, en el de ordenadas la probabilidad en tanto por ciento de tener un voltaje comprendido entre 0 y 7V ó más de 18 en Septiembre de 2004. Izquierda batería 1 (azul) y derecha batería 2. Se señalan con un recuadro rojo las estaciones 254 y 619. En la parte inferior se muestran las mismas figuras en 2012.*

5.22 *En la parte izquierda se representa la distribución de voltaje de las baterías de la estación 254 en Septiembre de 2004. En la derecha aparece lo mismo para la estación 619.*

5.23 *En el sector superior, se muestran las probabilidades de que las baterías de cada estación presenten medidas de temperatura fuera del rango  $[-70,+70]$ . En el*

*central se detallan ciertas regiones de dichas figuras así como se resaltan en rojo las estaciones 134 y 146, mientras que en el inferior el estado en agosto de 2012.*

*5.24 En la mitad superior, se muestran las distribuciones de temperatura de cada una de las baterías de las estaciones señaladas en la Figura 5.18, mientras que en la inferior está representada la distribución de temperaturas de la estación 274, otra de las detectadas mediante la metodología planteada.*

*5.25 En la parte superior se sitúan las probabilidades (en %) de presentar voltaje nulo para cada estación (izquierda batería 1, derecha batería 2). Las gráficas de la parte inferior se corresponden con lo mismo para los ceros de temperatura, tanto en el año 2004 como 2012.*

*5.26 Porcentaje promedio de tiempo en cada una de las regiones principales de trabajo (amarillo descarga profunda, rojo descarga, verde carga-descarga y azul regulación) de una muestra de baterías del Observatorio Pierre Auger ( $V_1$ ) a lo largo de un año.*

*5.27 Esquema de la sistematización planteada para detección e identificación de anomalías mediante el análisis distributivo de las tensiones ene baterías.*

*5.28 En cada caso, en la parte izquierda se representa para cada estación (eje X, número de estación) la probabilidad de que su batería 1 trabaje en la región de descarga profunda. En la derecha, se adjunta lo equivalente para las baterías 2. Las dos primeras filas corresponden a Agosto 2012 y Enero de 2012 respectivamente mientras que la inferior corresponde a Agosto de 2004.*

*5.29 Distribuciones de voltaje de las dos baterías de la estación 243 a lo largo del periodo de tiempo comprendido entre Noviembre de 2003 y Septiembre de 2004 (se representan las distribuciones de las dos baterías en Noviembre y Diciembre de 2003 seguidos por Marzo, Mayo, Agosto y Septiembre de 2004)*

*5.30 Función de voltaje de las dos baterías de la estación 243 (la 1 en azul) el día 22 de Marzo de 2004.*

*5.31 Distribuciones de voltaje de las baterías de las estaciones 425 (cuatro gráficas superiores) y 459 en distintos meses: Marzo, Agosto Noviembre de 2004 y Marzo de 2005, en cada caso de arriba abajo y de izquierda a derecha.*

5.32 *En la parte izquierda, se representa la probabilidad (%) de que la batería 1 (corregida) de cada estación adquiera valores mayores que 15V. En la derecha, se muestra lo mismo para las baterías 2. En la parte superior se representa el año 2004(se señalan con un recuadro rojo las de las estaciones 133, 243 y 357.) y en la inferior el 2012, ambas en verano.*

5.33 *Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 357 en los meses Marzo, Mayo, Agosto y Diciembre de 2004*

5.34 *En la parte superior se muestran las distribuciones de voltaje de las baterías de cuatro estaciones. En la inferior se representa el voltaje total promedio de ellas (estación 149 asterisco negro, 152 círculo rojo, 117 cruz verde y 233 símbolo azul) a lo largo del mes (escala de tiempos arbitraria)*

5.35 *En el eje Y se representan de modo superpuesto las probabilidades en % de trabajo en la región de regulación en invierno para la batería 1 (azul) y 2 de cada estación (eje X); derecha 2012, izquierda 2004. Se señalan con recuadros los valores de las baterías 2 de las estaciones 149 y 280.*

5.36 *Distribuciones de voltaje de las baterías de las estaciones número 149 en Marzo de 2004. A la izquierda se muestran las distribuciones de las baterías 1 y a la derecha las de las baterías 2.*

5.37 *Funciones de voltaje de las baterías de las estaciones 146 (izquierda) y 149 (derecha) En azul la batería 1.*

5.38 *Distribuciones de voltaje de las baterías de la estación 280 en los periodos de tiempo considerados.*

5.39 *Distribuciones de tensión de las dos baterías de las estaciones 702 y 619 (derecha) con una regulación defectuosa.*

5.40 *En la parte superior, probabilidad promedio de operación en regulación para un conjunto de 300 baterías del experimento. Se indica mediante barras de error la dispersión de parámetros en cada caso, así como con una línea el ajuste a una función polinómica. En la parte inferior, se representa la distribución generadora de dichos valores para uno de los meses ajustada a una función de Gauss.*

5.41 *Resumen básico de resultados en cuanto a distribución de alarmas por regiones de funcionamiento para ambas baterías.*

6.1 *En la parte superior se representa con fondo marrón la red AMIGA, así como en gris el posicionamiento de la red de prueba (engineering array, también llamado Unitary Cell) con contadores de muones ya instalados. En la parte inferior se esquematiza uno de los elementos de la célula unitaria de detectores de muones, así como su electrónica. [64]*

6.2 *Evolución de los precios mínimos en \$/Wp para módulos cristalinos a lo largo del tiempo.*

6.3 *Cotas mínimas actuales de precio al por mayor con garantía para los tipos de módulo fotovoltaico considerados: 1 monocristalino, 2 policristalino, 3 capa delgada CIS y 4 UMG. El rango de precio indicado para el módulo de silicio UMG ha sido aproximado por el fabricante [72], mientras que los demás son bajo estándares chinos de mercado al por mayor.*

6.4 *Esquemas experimentales utilizados en las tomas de datos en continuación. En la parte izquierda, se representa la instalación real en funcionamiento y en la derecha el dispositivo experimental exterior del laboratorio.*

6.5 *Imagen una instalación real alimentada por los módulos fotovoltaicos objeto de estudio y monitorizados en su emplazamiento colindante con la estación meteorológica EOAS de la red MeteoGalicia [73].*

6.6 *Corrientes de operación a lo largo del día para tecnología UMG (línea negra inferior), policristalino estándar (línea superior roja) e irradiación global. La potencia nominal del módulo policristalino es de 280Wp mientras que la de UMG 270.*

6.7 *Corrientes normalizadas de operación en función de la irradiación para tecnología policristalina estándar (azul), UMG (gris) y capa delgada (CIS) (gris).*

6.8 *Rendimiento de las tecnologías policristalino, UMG y CIS a lo largo del día.*

6.9 *Curvas características de módulo UMG para distintas temperaturas (de izquierda a derecha en la leyenda y de arriba abajo: 37, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 55 y 55°C). Radiación 830W/m<sup>2</sup> bajo espectro solar.*

6.10 *Potencia máxima corregida en tecnología UMG (nominal en condiciones estándar = 270Wp) a una radiación de 850W/m<sup>2</sup> en función de la temperatura de célula.*

6.11 *Curvas características de módulo monocristalino calibrado en función de la temperatura. Radiación 830W/m<sup>2</sup> bajo espectro solar.*

6.12 *Potencia máxima en módulo monocristalino calibrado en función de la temperatura de célula. Radiación 830W/m<sup>2</sup>*

6.13 *Coefficiente de temperatura en potencia máxima (gamma) para las distintas tecnologías analizadas (se indica en la leyenda). El círculo señala los tres tipos de módulos UMG analizado.*

6.14 *Cobertura relativa a la demanda de AMIGA para módulo UMG de 270Wp en función de las horas pico-solar ó kWh/m<sup>2</sup> a disposición. Se indica la mínima irradiación promedio esperable en el emplazamiento.*

6.15 *Cobertura relativa a la demanda de AMIGA+tanque para dos módulos UMG de 230Wp en función de las horas pico-solar a disposición.*

6.16 *Cobertura relativa a la demanda de AMIGA Grande para los módulos UMG de 230Wp en función de las horas-pico a disposición.*

6.17 *Número de RPC's (3W) a las que puede dar cobertura un módulo UMG de 230Wp en función de la irradiación a disposición. Se indica el caso individual y el caso con gasto añadido de estación de superficie.*

6.18 *Ejemplo de número de ciclos útiles en función de la profundidad de descarga para tecnología AGM en la parte superior izquierda (T. 12 AGM Deep Cycle), batería sellada modificada (T. 30XHS) en el sector superior derecho y Gel (8D-Gel Deep Cycle) en la parte inferior, para en un mismo fabricante. Se indican mediante flechas los porcentajes de descarga equivalentes en cuanto a ciclos útiles para cada tecnología.*

# Índice de Tablas

*III.I pérdidas de ganancia en los PMT a causa de fallos de operación en baterías para los distintos casos mostrados.*

*III.II Detalles de estaciones con anomalías filiformes.*

*III.III mediciones empíricas de manufactura para los módulos fotovoltaicos utilizados en el test.*

*III.IV: a) Principales parámetros para el modulo anómalo (arriba) y el calibrado.  
b) Pérdidas sufridas por parte del módulo fotovoltaico anómalo desde su fabricación.*

*IV.I. Conjunto de baterías utilizado en el análisis. En la primera columna se muestra el número de estación al que pertenecen, así como la codificación utilizada en las figuras posteriores. En las siguientes columnas se indica la época del año de instalación (verano, invierno), el tipo de fabricación, tiempo de almacenaje sin recarga previo a la instalación, eventualidades a lo largo de vida útil, proceso de aceleración del envejecimiento y vida útil.*

*VI.I – Características de los módulos UMG considerados (datos de fabricante)*

*VI.II – Características de los módulos UMG considerados de menores potencias-pico.*

## Anexo 1

A continuación, se muestran un ejemplo con algunos de los datos proporcionados por el fabricante de los módulos fotovoltaicos (ver tabla), de ellos se obtuvo la Figura 5.2. En particular, se trata del último de los lotes adquiridos.

### LISTADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y CARACTERÍSTICAS INDIVIDUALES( 100 % DE LA PRODUCCIÓN)

**N° PEDIDO:** 18747 / 18746 / 18745

**T° DE CORRECCION :** 25 °C

**IRRADIANCIA :** 1000 W / m2

**A.M. :** 1.5G

**CLIENTE:** [REDACTED]

**FECHA SALIDA: PACKING-LIST :** [REDACTED]

**CANTIDAD :** 1024 módulos **DESCRIPCION:** I-53

N° ORDEN	MODELO	BULTO	N°		Isc (A.)	Ipmp (A)	Voc (V)	Vpmp (V)	P pmp (W)	I (A)
			CAJA	N° SERIE						
1	I-53	1	5433	10303001436	3,40	3,09	21,32	16,72	51,75	3,2818601
2	I-53	1	5433	10303001786	3,46	3,03	21,53	17,33	52,46	3,2392561
3	I-53	1	5433	10303001317	3,44	3,09	21,53	17,11	52,85	3,2882961
4	I-53	1	5433	10303001321	3,50	3,11	21,53	17,22	53,64	3,321894
5	I-53	1	5437	10303001335	3,35	3,08	21,37	16,78	51,74	3,2668747
6	I-53	1	5437	10303001821	3,40	2,97	21,45	17,65	52,39	3,1848754
7	I-53	1	5437	10303001760	3,44	3,01	21,60	17,53	52,72	3,2229063
8	I-53	1	5437	10303001297	3,42	3,11	21,87	17,23	53,57	3,3067798
9	I-53	1	5438	10303001856	3,36	3,06	21,38	16,88	51,63	3,247198
10	I-53	1	5438	10303001476	3,37	3,07	21,44	17,03	52,32	3,2628205
11	I-53	1	5438	10303001472	3,35	3,09	21,34	17,02	52,62	3,2786417
12	I-53	1	5438	10303001625	3,46	3,11	21,58	17,12	53,25	3,311939
13	I-53	1	5439	10303001422	3,40	3,09	21,49	16,92	52,35	3,2848818
14	I-53	1	5439	10303001301	3,46	3,00	21,55	17,47	52,41	3,2188764
15	I-53	1	5439	10303001193	3,48	3,04	21,64	17,34	52,78	3,2580172
16	I-53	1	5439	10303001621	3,42	3,03	21,65	17,46	52,95	3,242287
17	I-53	1	5440	10303001822	3,45	2,99	21,61	17,34	51,91	3,208256
18	I-53	1	5440	10303001226	3,37	3,08	21,54	16,91	52,13	3,2704967
19	I-53	1	5440	10303001260	3,38	2,99	21,72	17,65	52,79	3,2026977
20	I-53	1	5440	10303001319	3,46	3,11	21,49	17,24	53,69	3,3179037
21	I-53	1	5441	10303001203	3,47	3,14	21,43	16,58	52,03	3,3291797
22	I-53	1	5441	10303001473	3,38	3,08	21,31	17,01	52,37	3,2694591
23	I-53	1	5441	10303001758	3,45	3,00	21,51	17,67	53,01	3,2218023
24	I-53	1	5441	10303001497	3,46	3,11	21,74	17,23	53,65	3,3156349
25	I-53	1	5442	10303001623	3,44	3,01	21,61	17,44	52,43	3,2207347
26	I-53	1	5442	10303001825	3,48	3,12	21,61	17,02	53,03	3,3170687
27	I-53	1	5442	10303001643	3,47	3,09	21,52	17,14	53,03	3,2983297
28	I-53	1	5442	10303001634	3,45	3,10	21,54	17,12	53,14	3,3043623
29	I-53	1	5443	10303001420	3,40	3,08	21,33	16,66	51,34	3,2686679
30	I-53	1	5443	10303001423	3,50	3,11	21,36	16,92	52,55	3,3072665
31	I-53	1	5443	10303001608	3,46	3,10	21,74	17,11	53,09	3,3042952

32	I-53	1	5443	10303001729	3,47	3,10	21,69	17,24	53,44	3,3053827
33	I-53	1	5444	10303001314	3,43	3,00	21,64	17,55	52,69	3,2177163
34	I-53	1	5444	10303001243	3,44	3,09	21,48	17,13	52,93	3,290142
35	I-53	1	5444	10303001615	3,46	3,00	21,67	17,67	53,05	3,2255474
36	I-53	1	5444	10303001458	3,45	3,09	21,59	17,21	53,24	3,2953603
37	I-53	1	5454	10303001768	3,49	3,08	21,45	16,80	51,80	3,2822814
38	I-53	1	5454	10303001461	3,35	2,99	21,41	17,38	52,03	3,1948966
39	I-53	1	5454	10303001532	3,39	3,08	21,38	17,13	52,79	3,2763294
40	I-53	1	5454	10303001455	3,52	3,11	21,39	17,18	53,47	3,3230116
41	I-53	1	5455	10303001347	3,45	2,96	21,46	17,44	51,70	3,1832342
42	I-53	1	5455	10303001596	3,44	2,98	21,37	17,40	51,89	3,197164
43	I-53	1	5455	10303001850	3,39	3,10	21,22	16,98	52,65	3,2904947
44	I-53	1	5455	10303001456	3,50	3,14	21,46	16,94	53,14	3,3371509
45	I-53	1	5457	10303001646	3,43	2,99	21,48	17,27	51,66	3,2012417
46	I-53	1	5457	10303001459	3,39	3,09	21,36	16,79	51,88	3,2778156
47	I-53	1	5457	10303001493	3,28	3,02	21,45	17,21	51,91	3,2019811
48	I-53	1	5457	10303001744	3,40	3,04	21,31	17,12	51,97	3,2347015







## **Bibliografía**

- [1] Eduardo Lorenzo. Electricidad Solar. Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos. Promotora General de Estudios S.A. (PROGENSA) 1994
- [2] Pierre Auger Design Report – [www.auger.org/admin/DesignReport](http://www.auger.org/admin/DesignReport)
- [3] J. Abraham, ..., I. Rodríguez Cabo et al. [The Pierre Auger Collaboration]. "The Northern Site of the Pierre Auger Observatory," *New Journal of Physics* 12 (2010) 035001
- [4] Yu-Hua Sun, Jinn-Chang Wu. Aging Estimation Method for Lead-Acid Battery. IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 26, NO. 1, MARCH 2011.
- [5] Techniques for estimating the VRLA batteries ageing, degradation and failure modes . Mariani, A. ; Thanapalan, K. ; Stevenson, P. ; Williams, J. Automation and Computing (ICAC), 2013 19th International Conference on Publication Year: 2013 , Page(s): 1 – 5.IEEE Conference Publications
- [6] L Cazon (for The Pierre Auger Collaboration). Studying the nuclear mass composition of Ultra-High Energy Cosmic Rays with the Pierre Auger Observatory. 2012 *J. Phys.: Conf. Ser.* 375 052003
- [7] D. Bird et al., *Astrophys. J.* 441 (1995) 144.
- [8] K. Greisen, *Phys. Rev Lett.* 16 (1996) 748; Z.T. Zatsepin and V.A.Kuzmin, *Pisma Zh. Eksp. Teor. Fiz.* 4 (1996) 144.
- [9] T. Antoni et al. [KASCADE Collaboration], *Nucl. Instrum. Meth. A* 513, 490 (2003).
- [10] N.Hayashida et al., *Phys. Rev. Lett.* 73 (1994) 3491 ; S. Yoshida et al., *Astropart. Phys.* 3 (1995) 105; M.Takeda et al., *Phys.Rev.Lett.* 81 (1998) 1163.
- [11] R.M. Tennent, *Proc Phys Soc* 92 (1967) 622.

[12] P. Sokolsky, Proceedings of the Workshop on the Observing Giant Cosmic Ray Showers from  $> 10^{20}$  eV Particles from Space, AIP Conf. Proc. N. 433, ed. J.F. Krizmanic et al. (AIP Woodbury New York) (1998) p. 65.

[13] J. Abraham, ..., I. Rodríguez Cabo et al. [The Pierre Auger Collaboration]. "The Northern Site of the Pierre Auger Observatory," *New Journal of Physics* 12 (2010) 035001

[14] "Measurement of the energy spectrum of cosmic rays above  $10^{18}$  eV using the Pierre Auger Observatory," *Phys. Letters B* **685** (2010) 239.

[15] "Dip in UHECR energy spectrum as signature of proton interaction with CMB". V. Berezhinsky, A. Z. Gazizov, S. I. Grigorieva. *Phys. Lett. B*, 612 (2005), p 147

[16] Miguel Alonso Abellá. Sinhue Lozano Polo. *Sistemas Fotovoltaicos: Introducción al Diseño y Dimensionado de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica*. Apt. Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas. 2001.

[17] John Devitt (1997). "An account of the development of the first valve-regulated lead/acid cell". *Journal of Power Sources*. Volume 64, Issues 1–2, January–February 1997, Pages 153–156.

[18] Sauer DU. In *Electrochemical Storage for Photovoltaics*, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Luque A, Hegedus S (eds). Wiley: Chichester, 2003; 799-862.

[19] *Renewable Energies and CO<sub>2</sub>*. Gerrero-Lemus and J.M. Martínez-Duart. Springer-Verlag- London. 2013.

[20] Atmospheric Sciences Data Center – <http://eosweb.larc.nasa.gov>

[21] Page J. K. (1916) *Prediction of Solar Radiation on Inclined Surfaces*. Solar Energy, R&D in the European Community. Series F: Solar Radiation Date 3. D. Reidel Publishing Company Dordrescht.

[22] Estación Meteorológica de Rama Caída (San Rafael) – [www.inta.gov.ar/ramacaida/info](http://www.inta.gov.ar/ramacaida/info)

[23] John W. Stevens and Garth P. Corey. A Study of Lead-Acid Battery Efficiency Near Top-of-Charge and the Impact on PV System Design. Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE 1485 - 1488.

[24] DOE-HDBK-1084-95, Primer on Lead-Acid Storage Batteries.

[25] M. F. Cowlishaw, "The Characteristics and Use of Lead-Acid Cap Lamps," Trans. British Cave Research Association 1 199 (1974).

[26] Universal Solar Standard for Solar Home Systems. Version 2. Thermie B: SUP-995-96.

[27] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. PCT-A-REV - febrero 2009. IDAE.

[28] Auger North Proposal - Fermilab. P Mantsch. AUGER NORTH. Station controller R&D report. J-M.Brunet, S.Colonges, B.Courty, Y.Desplanches, L.Guglielmi, G.Tristram. APC Laboratory – CNRS / IN2P3).

[29] Conditions to Operate Stationary Batteries Under Deep Discharge Performance with Limited Time and Energy for Recharge. Berndt, D. ; VARTA Batterie AG, Kelkheim, Germany. IEEE. 1982. 245 – 248. OJO Leer en USC si es la misma def de charge factor –creo que non, pero pode preceder por comentarios-.

[30] Lubsandorzhev, B (2006). "On the history of photomultiplier tube invention". Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section A: Accelerators, Spectrometers, Detectors and Associated Equipment 567: 236.

[31] Muon-trackstudies in a water Cherenkov detector. A. Etchegoyen, P. Bauleo, X. Bertou, C.B. Bonifazi, A. Filevich, M.C. Medina, D.G. Melo, A.C. Rovero, A.D. Supanitsky, A. Tamashiro, For the Pierre Auger Collaboration. Nuclear Instruments and Methods in Physics Research A 545 (2005) 602–612

[32] The trigger system of the Pierre Auger Surface Detector: operation, efficiency and stability. 29th International Cosmic Ray Conference Pune (2005). The Pierre Auger Collaboration. 00, 101–106

- [33] A. López Agüera, I. Rodríguez Cabo, D. Rey Rey, E. Vieites, V. Gándara. “Solar Panels for Auger Southern Observatory: “SPIDERSHADOWS””. *Renewable Energy and Power Quality Journal*. Nº 9. 455. May 2012
- [34] A. López Agüera, I. Rodríguez Cabo, D. Rey Rey, V. Gándara Villadóniga, M. Vázquez García, E. Vieites Montes. “Solar Panels for Auger Southern Observatory: ‘Spidershadows’”. GAP-2010-117.
- [35] R. Swanson et al., “The surface polarization effect in high-efficiency silicon solar cells”, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005
- [36] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación. Unidad de Energía Solar Fotovoltaica. <http://www.ciemat.es>
- [37] Grupo de Aplicaciones Energéticas Sostenibles (SEAG). Laboratorio de Caracterización Energética y Meteorológica (LACEM). USC.
- [38] A. López Agüera, E. Lorenzo, E. Marqués, G. Parente, I. Rodríguez Cabo, E. Zas. “Solar Panels for Auger Southern Observatory: A quality check”. GAP-2005-106.
- [39] Degner T, Gabler H and Stöcklein A. A model for the ageing of lead-acid batteries in PV systems, *Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Amsterdam, 1994; pp 422-426
- [40] A. López, I. Rodríguez, A. F. Barbosa, I. M. Pepe, G. Guedes, L. C. Soares, M. Rosolem “Batteries Performance Characterization – II”. GAP-2008-043.
- [41] . I. Akelotte, A. F. Barbosa, P. Bauleo, C. Bonifazi, B. Civit, C. O. Escobar, B. García, G. Guedes, M. Gómez Berisso, J. L. Harton, M. Healy, M. Kaducak, P. Mantsch, P. O. Mazur, C. Newman-Holmes, I. Pepe, I. Rodríguez-Cabo, H. Salazar, N. Smetnianski-De Grande, D. Warner for the Pierre Auger Collaboration.. “The surface detector system of the Pierre Auger Observatory”. *Nucl. Instrum. Meth.* A586. 409-420, 2008 (OJO, colocar en otro lado si eso)
- [42] Cherif A, Jraidi M and Dhouib A. A battery ageing model used in stand alone PV systems, *Journal of Power Sources* 2002; **112**: pp 49-53
- [43] Chenlo FA. Lifetime and sizing of batteries in stand alone PV plants. *Proceedings of the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Amsterdam, 1994; pp 408-411
- [44] Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems. (R. Dufo-López et al., *Applied Energy*, Volume 115, 15 February 2014, Pages 242-253).

[45] Yao-Feng Huang, Chin-Sien Moo, Kong-Soon Ng, Yao-Ching Hsieh, "An Enhanced Coulomb Counting Method for Estimating State-of-Charge and State-of-Health of Lead-Acid Batteries", Hsieh INTELEC 2009 -31st International Telecommunications Energy Conference, 2009.

[46] IEEE Guide for Selection, Charging, Test, and Evaluation of Lead-Acid Batteries Used in Stand- Alone Photovoltaic (PV) Systems. IEEE Std 1361 (2003)

[47] J. Nickoletatos and S. Tselepis. Results of PV and wind simulated tests on batteries. Proceedings of the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, 2005

[48] E. Lorenzo, S. Labeled. The battery voltage distribution: a possible tool for surveying the state of health of stand-alone PV systems. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Vol. 13. Issue 3, p. 251–260.

[49] A. Papoulis, Probability, Random Variables and Stochastic Processes, McGraw-Hill, New York, (1965)

[50] D. Linden, Handbook of Batteries, McGraw-Hill, New York (1995).

[51] A. López Agüera, I. Rodríguez Cabo, D. Rey Rey. "Ageing Estimation for the Batteries of the Pierre Auger Observatory". *Renewable Energy and Power Quality Journal*. Nº 10. 591. Abril 2012.

[52] A. López Agüera, I. Rodríguez Cabo, D. Rey Rey. Algorithm for lifetime estimation of batteries based on voltage distribution shape. *Environmental Engineering and Management Journal*. Vol. 1 (2011) 1005-1010

[53] A. L. Agüera, I. Rodríguez Cabo. " Study and Comparison Between Different Battery Ageing Algorithms. SPEEDAM. International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automaton and Motion 2012. Sorrento (Italia). Junio 2012

[54] A. Däschler M. Jeanrenaud (Marzo 1973). *Electrotecnia*. Editorial Blume.

[55] Instituto de Energía Solar (IES). Universidad Politécnica de Madrid. <http://www.ies.upm.es/>

- [56] A. F. Barbosa, I. M. Pepe, G. Guedes, L. C. Soares, A. López, I. Rodríguez, M. Rosolem “Batteries Performance Characterization – I”. GAP-2007-022
- [57] A- López Agüera, I. Rodríguez Cabo, C. M. Torres Costa. “Anomalies Identification in PV Isolated Systems”. *Renewable Energy and Power Quality Journal*. Nº 5. 291. March 2007. A- López Agüera, I. Rodríguez Cabo, C. M. Torres Costa.
- [58] *Energía Solar Fotovoltaica*. Gil, M. Castro; Ibanez, J. Carpio; Santos, A. Colmenar. Progenza Editorial 2011.
- [59] MARTA: Marta. Muon Auger RPC for the Tank Array 1st Progress Report. GAP2013\_052.
- [60] A. Echevoyen for The Pierre Auger Collaboration. AMIGA, Auger Muons and Infill for the Ground Array. 30th International Cosmic Ray Conference 2007.
- [61] A. Almela, B. Daniel, L. del Peral, A. Etchegoyen, B. García, M. Gómez Berisso, N. González, J.M. Figueira, M. Josebachuili, E. Kemp, A. Lucero, D. Melo, M. Platino, D. Ravignani, F. Sánche, F. Schröde, F. Suarez, A.D Supanitsky, A. Tapia Casanova, M. Videla, O. Wainberg and B. Wundheiler. AMIGA Grande: a beyond 2015 proposal with muon counters. GAP 2013\_03
- [62] S Chatrchyan; Thomas Paul; CMS collaboration.; et al. Performance study of the CMS barrel resistive plate chambers with cosmic rays. *Journal of instrumentation*, Vol. 5 (2010), str. T03017-1-T03017-32
- [63] Brian Wundheiler; Alexandre Creusot; Andrej Filipčič; Thomas Paul; Samo Stanič; Darko Veberič; Danilo Zavrtnik; Marko Zavrtnik; Pierre Auger Collaboration. The AMIGA muon counters of the Pierre Auger Observatory: performance and first data. *Proceedings of ICRC2011*, Vol. 3, str. 84-87.
- [64] Federico Suárez. The AMIGA muon detectors of the Pierre Auger Observatory: overview and Status. *ICRC '13*.
- [65] Yasuda, Kouji; Saegusa, Kunio; Okabe, Toru H. (2010). "Production of Solar-grade Silicon by Halidothemic Reduction of Silicon Tetrachloride". *Metallurgical and Materials Transactions B* 42: 37.

[66] Sunny Uplands: Alternative energy will no longer be alternative». The Economist (2012). Bloomerang New Energy finance.

[67] Richard M. Swanson. A vision for crystalline silicon photovoltaics. Volume 14, Issue 5, pages 443–453, August 200. Progress in Photovoltaics: Research and Applications.

[68] Photovoltaic cell and module technologies: 27-28 August 2007, San Diego, California, USA. Bolko G Von Roedern; Alan Edward Delahoy. Society of Photo-optical Instrumentation Engineers. Bellingham, Wash.: SPIE, ©2007.

[69] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Photovoltaics Report. Freiburg, September 2014.

[70] P. A. Ramachandran; Milorad P Duduković. Modeling of Czochralski crystal growth. Palo Alto, Calif.: Electric Power Research Institute, ©1991.

[71] ENF Ltd. (8 January 2013). "Small Chinese Solar Manufacturers Decimated in 2012 | Solar PV Business News | ENF Company Directory". Enfsolar.com. Retrieved 1 June 2013.).

[72] Silicio FerroSolar, Grupo FerroAtlántica. Grupo Villar Mir. <http://www.ferroatlantica.es/index.php/es/ferrosolar-home>

[73] MeteoGalicia. Consellería de Medio Ambiente, Territorio e Infraestruturas. <http://www.meteogalicia.es/web/index.action>

[74] Ek. J.O. Odden, et al., Results on performance and ageing of solar modules based on Elkem Solar Silicon (ESS™) from installations at various locations, Solar Energy Materials and Solar Cells (2014).

[75] VRLA battery with AGM-gel hybrid for superior performance. Misra, S.S. ; C&D Technol., Inc., Blue Bell, PA, USA ; Mraz, S.L. ; Dillon, J.D., III ; Swanson, D.B. IEICE/IEEE INTELEC'03, Oct. 19-23,2003

[76] Comparative study of lead-acid batteries for photovoltaic stand-alone lighting systems. B. Hariprakash, S. K. Martha, S. Ambalavanan, S. A. Gaffoor, A. K. Shukla. Journal of Applied Electrochemistry January 2008, Volume 38, Issue 1, pp 77-82

[77] Trojan Battery Company. <http://www.trojanbattery.com/es/>

