

## **Análisis de las condiciones locales para introducir transformadores de distribución de núcleos amorfos<sup>1</sup>**

**Soledad Gamarra<sup>2</sup> - Jorge Horacio Giubergia<sup>3</sup> - José Alderete<sup>3</sup>,  
Manuel Luis Zambrano<sup>2</sup> - Javier Moya<sup>2</sup>**

### **Resumen**

Los transformadores de distribución de núcleo amorfo (AMDT por sus siglas en inglés) son, desde el punto de vista energético, los transformadores más eficientes que existen en el mercado. Su eficiencia radica en que presentan una reducción de las pérdidas en el núcleo de un 70% respecto de las de los transformadores tradicionales. Esta tecnología se viene adoptando de una manera creciente y sostenida desde 1980, con fábricas instaladas no sólo en países altamente desarrollados, como Estados Unidos, Japón, China y de la Unión Europea, sino también en países en desarrollo como India (con la mayor cantidad de AMDT del mundo) y, más recientemente, en Brasil.

A pesar de los comprobados beneficios, tanto a nivel energético como ambiental, los AMDT todavía no son empleados a nivel mundial en forma masiva por las empresas distribuidoras de energía eléctrica. En lo que respecta a nuestro país, si bien varios grupos de investigación vienen avanzando en el estudio de estos materiales, aún falta que se generen políticas que favorezcan el desarrollo del mercado necesario para su implementación, como ser, promoción de proveedores, concientización de consumidores y promulgación de la legislación pertinente. En este trabajo se realiza una breve descripción de los AMDT, exponiendo sus ventajas. Se analizan las principales razones que limitan su aplicación, con el objetivo de proponer algunas acciones tendientes a la incorporación de esta tecnología, relacionadas con la difusión del conocimiento y con un marco legal que incentive la producción de los AMDT en empresas locales, que se incluya dentro de las políticas de ahorro energético vigentes.

**Palabras clave:** transformadores de alta eficiencia - metales amorfos - transferencia y apropiación de tecnología - Políticas de Eficiencia Energética

---

### **Abstract**

Amorphous metal distribution transformers (AMDT) are the most energy efficient transformers on the market. Their efficiency is based on reducing core losses, a 70% compared with traditional

---

<sup>1</sup> Este trabajo fue presentado en VIII° Congreso de Ingeniería Industrial (COINI) – Córdoba Argentina – Noviembre 2015.

<sup>2</sup> GIM-IESIING, Universidad Católica de Salta, INTECIN UBA-CONICET.

transformers. This technology is being adopted in a growing and steadily manner since 1980, with production plants not only in highly developed countries like the United States, Japan, China and from the European Union but also in developing countries like India (with the largest number of AMDT in the world) and more recently, in Brazil.

Despite the proven benefits, in both energy and environmental level, electricity distribution companies worldwide still not employ AMDT on a massive scale. With regard to our country, although several research groups have advanced in the study of these materials, policies that promote market development for their implementation are still to be generated, such as, promotion of suppliers, consumer awareness and enactment of relevant legislation.

This paper presents a brief description of AMDT, exposing their advantages. We analyze the main reasons that limit their application in order to propose some actions to the incorporation of this technology, concerning the dissemination of knowledge and a legal framework that encourages the production of AMDT in local businesses, to be included in energy-saving existing policies.

**Keywords:** high efficiency transformers - Amorphous Metals - Technology Transfer and Ownership - Energy Efficiency Policies

---

## 1. Introducción

En los últimos años ha aumentado el interés por incrementar la eficiencia en los sistemas de distribución de energía, con el objetivo de disminuir las pérdidas, mejorar la oferta energética y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Las pérdidas en los transformadores de distribución constituyen alrededor de un tercio de las pérdidas totales en el sistema de transmisión y distribución de energía (Luciano y de Castro, 2011), por lo que su disminución permitiría obtener importantes mejoras en la eficiencia de todo el sistema de distribución eléctrica.

En este sentido, los transformadores de núcleo amorfo disminuyen significativamente las pérdidas en relación a los transformadores utilizados tradicionalmente, de hierro silicio de Grano Orientado (FeSi GO). Esto se debe a que las chapas de metal amorfo con las que se desarrolla su núcleo, presentan un campo coercitivo mucho menor al FeSi GO, 2,6 A/m y 26 A/m respectivamente (Kubota, et al., 2011) y una resistencia eléctrica de un orden de magnitud mayor que la de un metal cristalino. La combinación de ambas propiedades genera una disminución de las pérdidas en el núcleo de aproximadamente el 75% [3] con respecto al material tradicional.

El primer transformador de núcleo amorfo (AMDT, por sus siglas en inglés, *Amorphous Metal Distribution Transformers*) fue desarrollado por General Electric y puesto a prueba en EEUU en 1979 (De Cristofaro, 1998). La disminución de las pérdidas energéticas fue significativa, pero las cintas del núcleo presentaban menores valores de inducción magnética, por lo que el transformador resultaba más grande y más pesado. El aumento en el costo de la energía y de los materiales tradicionales y la obtención de metales amorfos con mayor inducción magnética permitió que países como Estados Unidos y Japón continuaran trabajando para obtener AMDT más competitivos.

No pasó mucho tiempo hasta que la empresa Hitachi Metals, de Japón, se pusiera a la cabeza de la fabricación de chapas de material amorfo para los núcleos de los transformadores,

alcanzando una producción de 60.000 ton anuales en 2015 en este país (Radulovic, 2015) y de 45.000 ton anuales en su planta de Estados Unidos. India es el país con mayor cantidad de AMDT del mundo, con una capacidad de producción de chapas de más de 20 Ton mensual, y en los últimos años, la empresa China Advanced Technology & Materials ha alcanzado una capacidad de producción de 40.000 ton en el año (De Almeida et al., 2013)..

En cuanto a los AMDT en sí, en el año 2013 Estados Unidos poseía un 10% de estos transformadores en el mercado, mientras Japón alcanzaba un 30% (De Almeida et al., 2013); Hitachi Metals sigue siendo considerada la fábrica más grande a nivel mundial, con unas 150.000 unidades de AMDT vendidas hasta 2011, durante los primeros 20 años de su ingreso al mercado (Inagaki et al., 2011) (a países de Europa pero también a China y a India). Más recientemente, en el año 2012, ABB fue la primera gran empresa europea en incorporar la tecnología del metal amorfo para la fabricación de sus transformadores. Estos nuevos transformadores constituyen una importante herramienta para alcanzar los requerimientos de la Unión Europea que impone límites en el consumo energético a los países miembros a partir de 2020. Otros países que disponen de fábricas de AMDT son India, China, Taiwan, Bangladesh, Corea, Filipinas, Tailandia y Australia (Luciano y de Castro, 2011).

Un caso más cercano a Argentina es el de Brasil, donde los estudios académicos iniciaron prácticamente en el mismo tiempo que en nuestro país, en la década del 1990. Sin embargo, la transferencia a la industria fue más agresiva y hacia el año 2010 se habían desarrollado al menos cinco fábricas de AMDT (Luciano y de Castro, 2011).

Todo lo mencionado demuestra que la tendencia a utilizar estos transformadores se encuentra en aumento. La ampliación de la producción a nivel mundial y el incremento de la competencia traerán, como consecuencia, una disminución en su precio y una mayor necesidad de estudios para la producción de nuevas aleaciones y productos (un ejemplo son los motores eléctricos altamente eficientes que se comenzaron a producir con estos materiales).

El claro desarrollo en la producción mundial de este tipo de transformadores está, por supuesto, acompañado por la adopción de esta nueva tecnología por parte de las empresas de distribución (y por particulares). Sin embargo, su incorporación no es aún representativa de los potenciales beneficios que se les confiere a los AMDT.

## **2. Pérdidas de un transformador**

Para poder comprender el beneficio de los transformadores de núcleo amorfo debemos entender cuáles son las pérdidas de un transformador tradicional y su régimen de cargas.

Las pérdidas que se producen en un transformador pueden dividirse principalmente en tres tipos: pérdidas por histéresis, pérdidas por corrientes de Foucault (o corrientes parásitas) y pérdidas en el bobinado de cobre. Las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas se producen en el núcleo del transformador, por lo que también se las llama pérdidas en el hierro.

Cuando el transformador se encuentra en vacío, es decir, el bobinado del secundario es un circuito abierto, las pérdidas en el cobre del bobinado primario pueden despreciarse frente a las pérdidas en el hierro. Por lo tanto, las pérdidas en vacío se consideran compuestas fundamentalmente por las pérdidas en el hierro (Georgilakis, 2011), independientes de la carga del transformador y presentes siempre que este se encuentre energizado.

Por otra parte, cuando el transformador se encuentra con carga, las pérdidas en el bobinado de cobre se vuelven más significativas mientras mayor sea el porcentaje de carga y se deben a las pérdidas en forma de calor debido a la corriente que circula por el conductor.

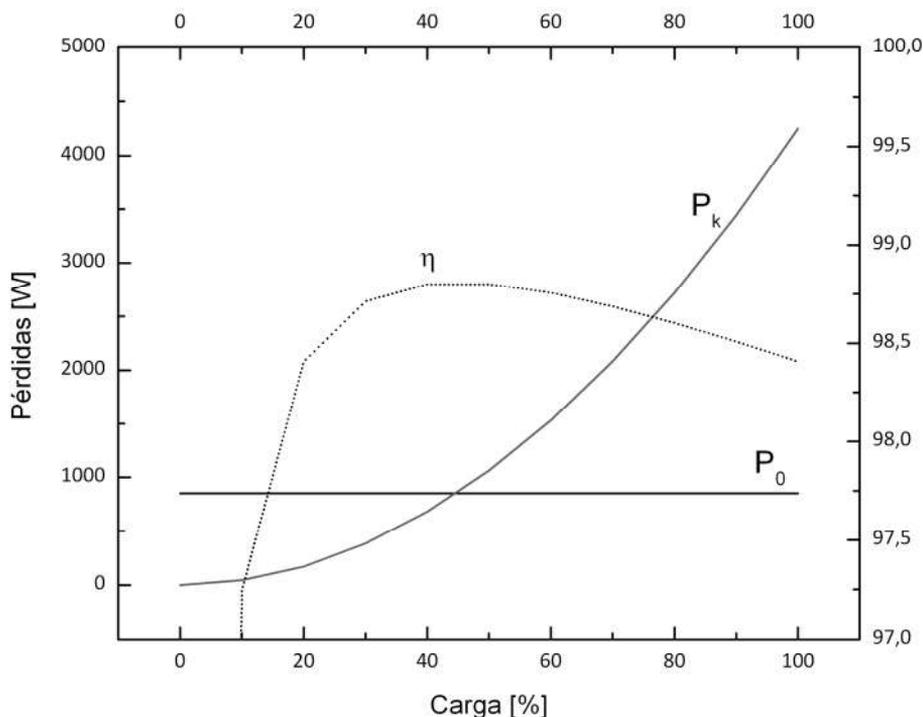


Figura 1. Pérdidas máximas y eficiencia de un transformador de 315 kVA conectado a 13.2 kV.

En la Figura 1 se presentan las pérdidas de un transformador de 315 kVA conectado a 13,2 kV y la eficiencia correspondiente (calculada a partir de las pérdidas) en relación al porcentaje de carga. Se toman como referencia los valores máximos admisibles en Argentina, establecidos por la norma IRAM 2250. Puede observarse que la eficiencia máxima corresponde a un porcentaje de carga de aproximadamente 45 %.

Como se mencionó previamente, el reemplazo del núcleo de FeSi GO en un transformador por uno de estructura amorfa genera una disminución de alrededor del 75% de las pérdidas en el hierro [3]. Las pérdidas se pueden reducir entre un 37 y un 45% si el transformador está cargado al 40% o un 13% si el transformador estuviera a plena carga (100%) (Getson, 2014).

En la Figura 2 se muestra la evolución con el aumento de la cantidad de flujo magnético de las pérdidas magnéticas del material tradicional (Urata, 2011) y de un material amorfo desarrollado a partir de materias primas de calidad comercial (Gamarra et al., 2014) a distinta frecuencia. Puede observarse que la aleación amorfa presenta pérdidas significativamente menores, alcanzando valores hasta un 70% menores al material tradicional y con un valor 40% menor correspondiente a la imanación máxima del amorfo.

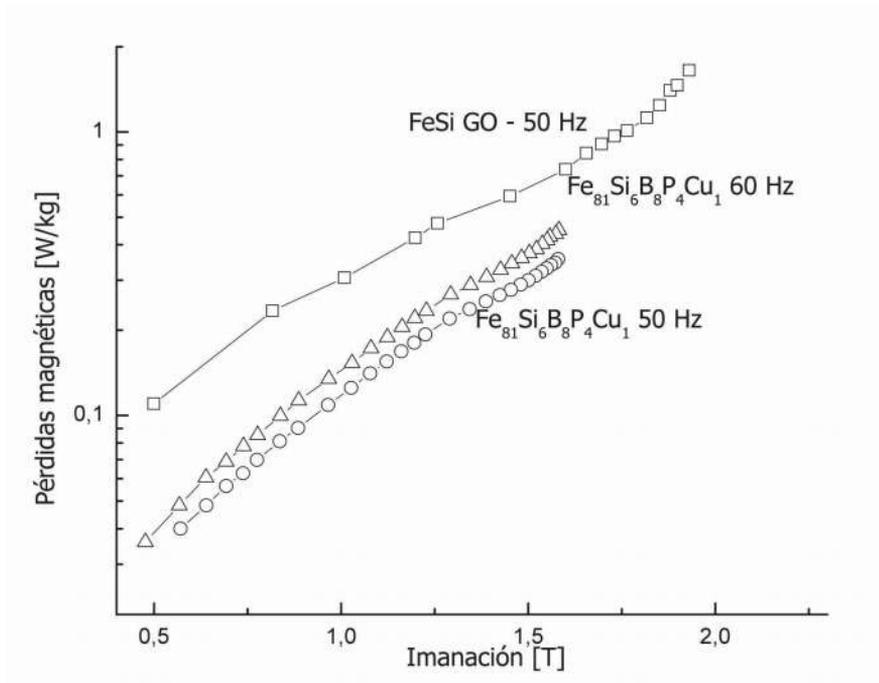


Figura 2. Pérdidas en función del flujo magnético del FeSi GO y de un metal amorfo.

### 3. Pérdidas de distribución en la Argentina

La falta de un sistema preciso de medición hace que la evaluación de las pérdidas de distribución resulte ambigua en algunos aspectos. Las pérdidas totales son calculadas como la diferencia entre el volumen de energía facturado (comprado por la distribuidora) y el volumen de energía vendido en un período de tiempo y se dividen en pérdidas técnicas y pérdida no técnicas. Las pérdidas técnicas están relacionadas con la energía que se pierde en el transporte y la distribución dentro de la red, y esa energía se manifiesta principalmente en forma de calor (calentamiento de los conductores eléctricos) y a veces en forma sonora (el zumbido típico de algunos transformadores y redes de alta tensión). En las pérdidas no técnicas están consideradas todos los demás factores no facturados, como el hurto de energía, errores administrativos y técnicos, etc. Según el informe del sector energético nacional del año 2005, las pérdidas totales en ese entonces resultaban ser muy dispares de acuerdo a cada provincia, desde un 4,77% hasta un 37,64% (ver Tabla 1). La gran discrepancia ocurriría principalmente debido a las pérdidas no técnicas.

**Tabla 1.** Pérdidas totales año 2005

Provincia	Pérdidas	Provincia	Pérdidas
Capital Federal y GBA	12,17%	Mendoza	6,67%
Buenos Aires	7,70%	Misiones	24,77%
Catamarca	11,58%	Neuquén	6,91%
Chaco	23,02%	Río Negro	4,94%
Chubut	6,49%	Salta	11,42%
Córdoba	28,47%	San Juan	8,26%
Corrientes	37,64%	San Luis	11,57%
Entre Ríos	15,68%	Santa Cruz	4,77%
Formosa	33,98%	Santa Fe	22,60%
Jujuy	8,01%	Santiago del Estero	17,64%
La pampa	18,08%	Tierra del Fuego	11,03%
La Rioja	9,79%	Tucumán	9,16%
		<b>Total</b>	<b>13,66%</b>

La empresa distribuidora EDENOR ha realizado una estimación del valor de las pérdidas técnicas por comparación con países que disponen de redes eléctricas similares, obteniendo un valor de alrededor del 7% (mientras que países como Holanda, Alemania y Bélgica presentan valores del orden del 4%). La regulación argentina ha fijado un valor de pérdidas aceptables para las empresas distribuidoras (EEDD) del 10 % (promedio) de manera tal que las pérdidas reportadas mayores a ese valor deben ser asumidas por las EEDD. En Salta, el Ente Regulador de los Servicios Públicos en su Resolución N° 833/12 establece los factores de pérdida para pasar a los costos de energía y potencia en cada nivel de tensión, los cuales se muestran en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Factores de Pérdidas reconocidos por Res EnReSP 833/12

Pérdidas	Energía	Potencia
Alta Tensión (AT)	0,09 %	0,12 %
Media Tensión (MT)	2,35 %	2,88 %
Baja Tensión (BT)	9,33 %	10,50 %

Es fácil deducir que las EEDD priorizarán reducir las pérdidas no técnicas «implementando tecnologías especiales y de supervisión, tales como redes considerablemente más altas a las que no puede accederse utilizando escaleras comunes, defensas cerca de los postes de luz, cables concéntricos, medidores reforzados y corte del servicio de electricidad, entre otros recursos» (Edenor, 2015) que las técnicas, dado que las medidas de reducción de pérdidas no técnicas tienen un alto impacto en la economía de las EEDD.

#### **4. Barreras para la adopción de los amdt**

El costo de un AMDT ha sido, inicialmente, una de las mayores barreras. Si bien, en su inicio, su costo con respecto a los transformadores tradicionales a igualdad de prestaciones resultaba ser un 30% mayor, en la actualidad este porcentaje se ha reducido prácticamente en una a tercera parte, resultando ahora del orden del 23%, gracias al incremento en la producción de las chapas, tras la caída de la protección intelectual (patentes) y la entrada en el mercado de otras fábricas productoras de este material. Por ejemplo, el precio FOB de un transformador AMDT hecho en China de 315 kVA, en 13,2 kV, es de U\$ 7.385, mientras que un transformador tradicional de iguales características en Argentina cuesta aproximadamente \$ 57.000 (U\$ 6.200). A pesar del costo extra, el precio queda amortizado mucho antes de los 10 años de vida (De Cristofaro, 1998; Georgilakis, 2011; Getson, 2014) y, si tenemos en cuenta además, que la vida útil de un transformador es de alrededor de 50 años, el beneficio económico es mucho mayor.

Es importante mencionar que el precio de la tecnología tiene una tendencia decreciente (por incorporación de nuevos fabricantes, mayores volúmenes de producción, difusión de la tecnología en sí misma), mientras que el costo de la energía eléctrica es siempre creciente. Esto permite estimar que en un futuro no muy lejano, el costo de los transformadores AMDT será similar al de los transformadores tradicionales, por lo que la cuestión económica no será la única consideración en el momento de elegir una u otra tecnología.

Dejando aparte el costo de adquisición, a pesar del comprobado beneficio en el ahorro energético y en el cuidado del ambiente, el uso de los AMDT aún no se ha generalizado a nivel mundial y en nuestro país no existen empresas que produzcan ni utilicen estos equipos. La adopción de transformadores más eficientes nunca fue fácil ni por parte de los gobiernos ni por parte de las EEDD (McDermott et al., 2000). Entre las principales razones por las que su aplicación aún no es masiva, se pueden mencionar las siguientes:

1. Las compañías distribuidoras de Energía Eléctrica, dependiendo de la eficiencia de su infraestructura, no muestran mucho interés en disminuir las pérdidas técnicas de la red de distribución de energía ya que las inversiones no cuentan con un rápido período de recuperpo.
2. Las pérdidas totales de la distribuidora son socializadas en las facturas de todos los usuarios (se admite que un porcentaje se pase a los costos).
3. Falta de transferencia del KNOW HOW a las posibles pymes que podrían abastecer de AMDT al mercado.
4. Falta del desarrollo del mercado tanto de proveedores como de consumidores de AMDT.
5. Falta de un marco regulatorio que fomente el uso de los AMDT.
6. Ignorancia de las ventajas y existencia de estos transformadores.

## 5. Acciones propuestas para promover el empleo de AMDT

De acuerdo a las barreras identificadas en el punto anterior, se propone actuar tanto en la normativa que regula el sistema de distribución eléctrica, como en la transferencia de tecnología a las empresas productoras de transformadores, a fin de lograr mejoras en el sistema de distribución de energía que impliquen un ahorro energético y de divisas y, en consecuencia, lo vuelvan más amigable con el ambiente.

### 5.1. Cambio en la regulación y propuesta de un plan de mejora de la eficiencia de los transformadores

Si bien en los contratos de concesión de las empresas distribuidoras se establece la necesidad de una revisión quinquenal del nivel de pérdida totales admisibles para la distribuidora, sería importante el aumento de la exigencia en la eficiencia de la distribución (esto ocurrió en la primera revisión quinquenal en Salta), disminuyendo los porcentajes de pérdidas totales admitidos. Al mismo tiempo, se requiere un marco regulatorio que exija la incorporación gradual de los AMDT a partir de un determinado año, en el cual se prevea que ya estén disponibles en el mercado local y que su producción pueda satisfacer la demanda de los mismos.

#### 5.1.1. Estándares de Eficiencia de los Transformadores

Las pérdidas máximas admisibles para los transformadores de distribución en la Argentina están fijadas por la Norma IRAM N° 2250, la cual establece los valores máximos permitidos para las pérdidas en vacío y para las pérdidas en el cobre. Normativas semejantes son utilizadas por la mayoría de los países (UE, China, Brasil, Chile). En la Tabla 3 se han comparado los valores admitidos a nivel nacional respecto de los admitidos en otros países para un transformador tipo 13.200V/380V-200V de 315 kVA de corriente alterna de 50 Hz.

**Tabla 3:** Comparación de eficiencias admitidas en distintos países

Pot. Nominal (kVA)	Tipo de núcleo	P0 (W)	Pk (W)	Ef (50%)	País/Norma
315	Tradicional	850	4250	98.80%	Argentina IRAM N° 2250
315	Amorfo	180	3900	99.27%	Xiamen Electric Home Science & Technology Development CO.,LTD. (China)
315	Amorfo	-	-	99.66%	ABB-AMDT (ABB REview, 2012)
315	Tradicional de alta eficiencia	520	3200	99.17%	(E-MT-009) – Enersis-Endesa Chile

Otra forma de caracterizar los transformadores consiste en indicar la eficiencia cuando se encuentra cargado al 50% de su carga nominal, como indica la Ecuación (1).

$$\eta(50\%) = \frac{P_{nom}(50\%)}{P_{nom}(50\%) + P_0 + P_k(50\%)} \quad (1)$$

En donde  $P_{nom}(50\%)$  es la mitad de la potencia nominal de diseño del transformador,  $P_0$  las pérdidas en vacío y  $P_k(50\%)$  las pérdidas del cobre evaluadas al 50% (que serán  $\frac{1}{4}$  de las  $P_k$  a la potencia nominal, ver Figura 1). Se utiliza el valor de  $P_{nom}(50\%)$  dado que alrededor de ese porcentual de carga los transformadores encuentran su mayor eficiencia, como se observa en la Figura 1. Este método es empleado en EEUU, Canadá, Australia, Nueva Zelanda, Corea del Sur, mientras que en India se utiliza una combinación de los dos métodos (pérdidas máximas y eficiencia al 50% de carga). En México se utiliza un método similar, pero considerando la carga al 80%.

Tomando los datos de pérdidas máximas permitidas para distintos transformadores trifásicos según las normas IRAM 2250 y transformándolos en Eficiencia al 50% obtenemos la curva de la Figura 3. En la misma gráfica, se han adjuntado las eficiencias actuales de Estados Unidos, de la Unión Europea (programas C-C') y las propuestas para la UE en el programa EN50464; los valores propuestos en Australia, así como las previstas por el programa Top Runner de Japón (Blackburn, 2007). Se puede observar que, en comparación, nuestra normativa se encuentra lejos de los estándares actuales de los países desarrollados.

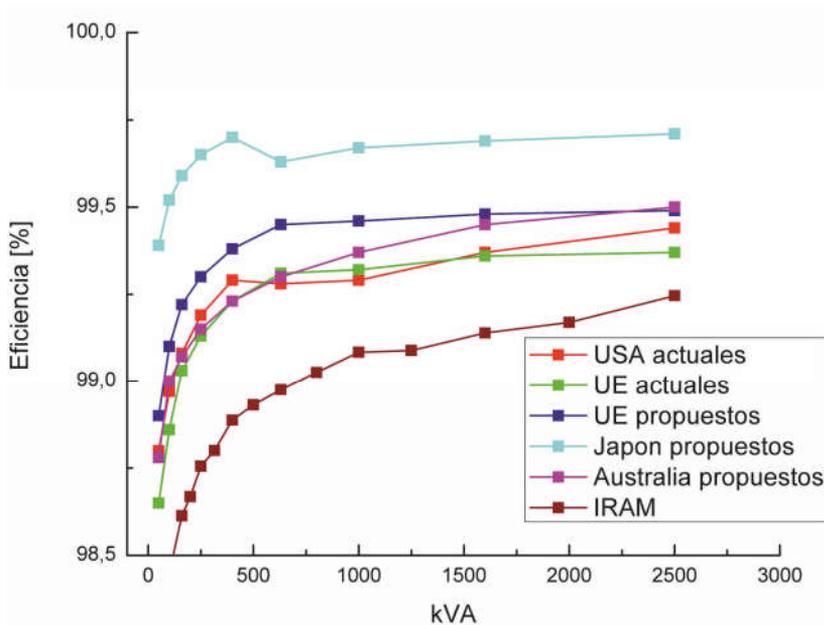


Figura 3. Eficiencias mínimas para diferentes países.

En 2007, el gobierno de Australia promovió el programa para incrementar la eficiencia de sus transformadores en un 0,25 - 0,08% para transformadores de 25 a 2500 kVA respectivamente, en relación a los valores actuales. Por ejemplo, para el caso del transformador de 315 kVA, que venimos considerando, se prevé una mejora en la eficiencia de 0,15%, pasando del valor actual de 99,04 al propuesto del 99,19%. Es importante notar el interés en incrementar una cantidad aparentemente despreciable de la eficiencia. Como se puede apreciar en la Tabla 3, estos estándares son fácilmente superados por los transformadores amorfos.

### 5.1.2 Pérdidas vs. Eficiencia

Otra normativa a reconsiderar se relaciona con el método de caracterización de las exigencias mínimas en las propiedades eléctricas de un transformador: cuantificar las pérdidas, como se realiza en Argentina hasta el momento, o establecer la eficiencia mínima. Un ejemplo práctico para confrontar estas dos normas es el siguiente: en el 2009, una EEDD de la región (ABB, 2012) detalló las especificaciones técnicas que deberían cumplir los transformadores adquiridos por dicho grupo para ser instalados en algunas redes de distribución en Latinoamérica, estableciendo tres niveles de pérdidas para los transformadores. En el nivel III, el de los más eficientes, se establece un valor máximo para las pérdidas en vacío de 520 W y para las de plena carga de 3200 W, para un transformador de 315 kVA. Si se comparan estas exigencias con los valores del transformador amorfo expuesto en la Tabla 2, observamos que el AMDT no cumple con los requisitos, ya que las pérdidas a plena carga (3900 W) son mayores que las especificadas y por lo tanto quedaría fuera de este nivel. Sin embargo, si se considera el parámetro de eficiencia, se observa que los dos AMDTs que se encuentran en la misma tabla superan cómodamente las especificaciones del transformador tradicional de alta eficiencia. De aquí surge que los estándares, tales como las Normas IRAM 2250, pueden quedar desactualizadas al no tener en cuenta la nueva tecnología de los núcleos amorfos con unas pérdidas en vacío extremadamente bajas, por lo que se debería actualizar la normativa a fin de incluirlos adecuadamente.

### 5.1.3 Regulación para el empleo de AMDT

En Argentina existen antecedentes de regulaciones que lograron que ciertas políticas de mejoras avancen paulatinamente, involucrando y siendo recibidas por toda la sociedad.

Un ejemplo es el caso de la eliminación de PCBs (policlorobifenilos, policloroterfenilos, etc) cuya ley fue promulgada en noviembre de 2002. En la Ley de Presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de PCBs (Ley 25.670) y en el Decreto 853/2007, que la reglamenta, se establece la creación de un Consejo Técnico integrado por representantes de distintas entidades interesadas, para asesoramiento y asistencia en temas relacionados con la gestión de los PCBs. Asimismo, establece el desarrollo de guías técnicas y de estrategias para la difusión pública de información y participación ciudadana. Finalmente establece un plazo de 7 años para alcanzar la descontaminación total y la eliminación de estas sustancias.

Este ejemplo permite pensar que es posible regular la incorporación gradual de estos transformadores, avanzando hacia el reemplazo total de los transformadores tradicionales, a partir de un determinado año, en el cual se prevea que ya estén disponibles en el mercado local y que su producción pueda satisfacer la demanda de los mismos.

## **5.2. Transferencia tecnológica**

Es necesario establecer una cooperación activa de transferencia de tecnología y know how entre los institutos de investigación y las pymes interesadas en producir los AMDTs.

En la Argentina, el estudio de los metales amorfos para uso magnético comenzó en la década del 1990 con varios proyectos de investigación aplicada en el tema. Hacia el 2010 el Ministerio de Ciencia y Tecnología (MINCYT) financió un proyecto de transferencia tecnológica aún en vigencia (FONARSEC FS-NANO03) que contempla la producción de las chapas amorfas en la Argentina. Otro proyecto de transferencia es el denominado FITS 2013 UREE 0003 de «Implementación de Redes Eléctricas Inteligentes» también financiado por MINCYT en la provincia de Salta, que prevé la incorporación de unos 15 transformadores de núcleo amorfo a modo de red piloto.

Por otro parte, en el mercado internacional, se encuentra disponible equipamiento específico para efectuar distintas etapas del proceso productivo de los AMDT (corte de chapas de metal amorfo, tratamientos térmicos, etc).

## **6. Conclusiones**

En la actualidad, los transformadores de núcleo amorfo son los más eficientes del mercado internacional, que muestra cada vez más aceptación y una producción mundial que se incrementa año a año.

Si bien el costo de adquisición es aún alrededor de un 20% mayor que el de los transformadores tradicionales, por otro lado, el aumento de la producción a nivel mundial, el vencimiento de los registros de propiedad intelectual, la posibilidad de producción local de la chapa amorfa, el encarecimiento de la energía eléctrica y la necesidad de mejorar la eficiencia del sistema de distribución a fin de reducir la emisión de gases de efecto invernadero, indican que es factible la implementación masiva de los AMDTs.

Las normas argentinas sobre los valores admisibles de pérdidas en los transformadores de distribución se encuentran desactualizadas en relación a los valores establecidos en las regulaciones de numerosos países, a pesar de que la tecnología actual permite incrementar sensiblemente la eficiencia. Asimismo, la caracterización de los transformadores en base a su eficiencia, permitiría valorizar la importante disminución en las pérdidas en vacío que se produce en los AMDT, incentivando su utilización por parte de las empresas de distribución.

## **7. Referencias**

ABB Review - The corporatetechnical journal, 2/12 (2012)

Blackburn, T. R. (2007). Technical Report - Distribution Transformers: Proposal to Increase MEPS Levels. Australia.

De Almeida, Aníbal T.; Martins, Fernando; Santos, Bruno. (2013). «Ecodesign Requirements for Power, Distribution and Small Transformers». Impact Assessment. University of Coimbra, Portugal.

- DeCristofaro, Nicholas. (1998). «Amorphous Metals in Electric-Power Distribution Applications». Materials Research Society. Vol. 23, 5, 50 - 56.
- «Edenor - RI - Pérdidas de Energía.» Disponible en: [http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST\\_perdidas.html](http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST_perdidas.html). [Accedido: 02-sep-2015].
- Especificación técnica: transformadores de distribución convencionales para instalación aérea o apoyada a nivel de superficie (E-MT-009) (2009). Enersis-Endesa. Chile.
- Gamarra, Soledad; Marta, Leonardo; Berejnoi, Carlos; Moya, Javier. (2014). «Estudio de Propiedades Magnéticas de la Aleación Fe81Si6B8P4Cu1 elaborada con materiales de baja pureza». Congreso Argentino de Ingeniería. San Miguel de Tucumán, Argentina
- Getson, Douglas. (2014). Transformadores Inmersos en Aceite - Eficiencia en redes de distribución. ABB Group. Disponible en: <https://abblibrary.s3.amazonaws.com/public/2ea6006b0851d50185257cdf004bbbc1/9AKK106103A5740%20v2%20-%20Transformadores%20inmersos%20en%20aceite%20-%20Eficiencia%20en%20redes%20de%20distribucion.pdf>
- Georgilakis, Pavlos S. (2011). «Environmental cost of distribution transformer losses». Applied Energy. Vol. 88, 3146–3155.
- Inagaki, Katsutoshi; Kuwabara, Masanao; Sato, Kohei et al. (2011). «Amorphous Transformer Contributing to Global Environmental Protection». Hitachi Review. Vol. 60, No. 5, 250-256.
- Kubota, Takeshi; Makino, Akihiro; Inoue, Akihisa.(2011). «Low core loss of Fe85Si2B8P4Cu1 nanocrystalline alloys with high Bs and B800». Journal of Alloys and Compounds. Vol. 509S, S416–S419.
- Luciano, B. A.; de Castro, W. B. (2011). «Transformadores de distribuição de energia elétrica com núcleo de metal amorfo». Revista Eletrônica de Materiais e Processos. Vol. 6.1, 01-05.
- M J McDermott et al. (2000). «Energy-efficient distribution transformers -utility initiatives». By International Copper Association European Copper Institute.
- Radulovic, Verena. (2015). «Comments from Hitachi Metals America Ltd. and Metglas Inc. regarding the ENERGY STAR Transformer Program». Hitachi Metals America.
- Urata, A., Matsumoto, H., Yoshida, S., Makino, A. (2011). «Fe-Si-B-P-Cu Nanocrystalline Alloy Ribbons With High Saturation Magnetic Flux Density Prepared Using Industrial Materials». IEEE Transactions on Magnetics. Vol. 47, 10, 3177-3179

## **Estimación de láminas de lluvias máximas diarias y sus parámetros estadísticos en el norte de Argentina**

**Nicolás F. Guillén<sup>2,3</sup>- M. Cecilia Botelli<sup>1</sup>- Carlos M. García<sup>2,3</sup>-  
Carlos Gastón Catalini<sup>4</sup>**

### **Resumen**

Actualmente, una gran extensión del territorio argentino no cuenta con herramientas normalizadas para predecir los parámetros de diseño hidrológico de las medidas estructurales y no estructurales requeridas para mitigar la amenaza hídrica; por lo que cada proyectista utiliza los datos disponibles y metodologías de predicción diferentes, según su grado de experiencia y criterio. Esta problemática, hace que se requiera contar con variables de diseño homogeneizados, estimados con metodologías estandarizadas de predicción disponibles en una interfaz amigable.

Este trabajo ha sido desarrollado en el marco de un esfuerzo conjunto entre el Centro de Estudios y Tecnología del Agua (CETA) de la Universidad Nacional de Córdoba, y la Universidad Católica de Salta, con el fin de estimar los valores de la lámina de lluvias máximas diarias y parámetros estadísticos en el Norte de Argentina incluyendo las provincias de Salta, Jujuy, Catamarca, Tucumán, Chaco, Formosa y Santiago del Estero.

Hasta el momento se analizaron registros de 435 estaciones pluviométricas disponibles en la región de estudio. A partir de estos registros se elaboraron las series de máximos diarios anuales. Luego se verificaron las hipótesis estadísticas básicas (presencia de datos atípicos, independencia, estacionalidad y homogeneidad) que debe cumplir una muestra para que tenga validez el análisis de estadística inferencial. Finalmente se seleccionaron registros de 367 estaciones que verificaron las hipótesis propuestas. Sobre los registros seleccionados se realizaron ajustes a 6 funciones de distribución de probabilidad para estimar los valores de máxima lámina de lluvia para los periodos de retorno entre 2 y 100 años, y los intervalos de confianza asociados a cada predicción. Se seleccionó la función Log Normal como óptima y se cuantificaron las diferencias relativas en la predicción debido a esta hipótesis. Finalmente se realizó un análisis espacial de la evolución de los valores de lámina de lluvia diaria y sus parámetros estadísticos en toda la región de estudio utilizando un Sistema de Información Geográfica.

**Palabras clave:** Precipitación Máxima Diaria - Norte de Argentina

---

<sup>1</sup> Universidad Católica de Salta - Grupo de Investigación de Gabinete de Hidráulica e Instalaciones Sanitarias.

<sup>2</sup> CETA. Centro de Estudios y Tecnología del Agua y Laboratorio de Hidráulica, Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Universidad Nacional de Córdoba.

<sup>3</sup> Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

<sup>4</sup> Grupo de Estudios Hidrológicos en Cuencas Pobremente Aforadas de la Universidad Católica de Córdoba (UCC-EHCPA).

## Abstract

Currently, most of the Argentina territory has no standardized tools for predicting hydrologic design parameters for structural and non-structural management measures required to mitigate the flow risk; so the engineers use the available data and different methodologies to predict hydrologic parameters according to their experience and judgment. To achieve a properly hydrologic prediction is necessary to have homogeneous design variables and good predictions with standardized methodologies in a user-friendly interface.

This work has been developed in the framework of a joint effort between the Water Technology and Studies Center (CETA) of the National University of Cordoba and the Catholic University of Salta, in order to estimate maximum rainfall depth values and daily rainfall statistical parameters in the northern of Argentina including the provinces of Salta, Jujuy, Catamarca, Tucumán, Chaco, Formosa and Santiago del Estero.

Up to the present 435 rainfall stations were analyzed in the study region. The annual maximum daily rainfall series were calculated. Then, the basic statistical hypotheses were verified (presence of outliers, independence, seasonality and homogeneity). 367 rainfall stations verify the statistical hypotheses and 6 probability distribution functions with its respective confidence intervals were adjusted in each station in order to estimate the maximum rainfall depth values for annual recurrences between 2 and 100 years. Log Normal function was selected and the relative differences in the prediction because of this assumption were quantified. Finally, a spatial analysis of the evolution of the maximum rainfall depth values and the daily rainfall statistical parameters was developed using a Geographic Information System.

**Keywords:** maximum daily rainfall - north of Argentina

---

## Introducción

El diseño hidrológico se define como la evaluación del impacto de los procesos hidrológicos y la estimación de valores de las variables relevantes para modificarlo. El diseño hidrológico se puede utilizar para mitigar amenazas hidrológicas proyectando medidas «estructurales», como una represa para el control de crecientes, sistemas de control de excedentes pluviales en obras viales, entre otras, o bien, desarrollando medidas «no estructurales» como ser la determinación de áreas de riesgo.

La escala de diseño hidrológico es el rango en magnitud de la variable de diseño dentro del cual se debe seleccionar un valor para determinar el flujo de entrada al sistema. Los factores determinantes en la selección de este valor para una obra civil son el costo y la seguridad asociada. Sobredimensionar las obras es antieconómico, mientras que sub-dimensionarlas puede ocasionar fallas con resultados catastróficos. La magnitud óptima para el diseño es aquella que equilibra criterios de costo y seguridad.

Generalmente el diseño hidrológico lo utiliza para la estimación de la Creciente de Proyecto. Sin embargo la estimación de los caudales escurridos en la creciente de proyecto está afectada por la insuficiencia estadística de los registros históricos de caudales, lo cual lleva a evaluar indirectamente estos caudales mediante el uso modelos de transformación lluvia – caudal (P-Q), los cuales son alimentados por eventos hipotéticos críticos (lluvias de diseño). Si bien tienen

otros componentes, estas lluvias de diseño parten de un vínculo esencial entre los rasgos característicos de la precipitación: la función Intensidad-Duración-Recurrencia (i-d-T). Las relaciones i-d-T y el patrón de distribución temporal de las lluvias, requeridos para estimar Crecientes de Proyecto, solo se pueden extraer de extensos registros de alta frecuencia, normalmente fajas pluviográficas. Aun reemplazando caudal por intensidad de lluvia se continúa teniendo un problema, ya que las series pluviográficas largas también son escasas, aunque menos que las hidrométricas. En cambio, es habitual otro dato de lluvia provisto por pluviómetros: la lámina de lluvia diaria. De esta manera, los técnicos y proyectistas pueden proceder a la estimación mediante un análisis de estadística inferencial de las láminas de lluvias máximas diarias asociadas a diferentes periodos de retorno, a partir de las series de datos pluviométricos registrados en diversos puntos de la cuenca.

En este trabajo se estimó la lámina de lluvia máxima diaria asociada a diferentes periodos de retorno en el norte argentino. A partir de ella, puede calcularse primero la lámina máxima asociada a una duración diferente (utilizando un coeficiente de reducción o maximización) y posteriormente es posible calcular mediante un modelo de transformación P-Q, el caudal de diseño.

## **Objetivos**

El objetivo general del presente trabajo es la elaboración de mapas digitales de lluvias máximas diarias asociados a recurrencias de 2, 5, 10, 20, 25, 50 y 100 años para el norte de Argentina. A continuación se detalla de manera resumida la metodología empleada con la finalidad de cumplimentar el objetivo citado.

## **Metodología**

La metodología utilizada se puede resumir de la siguiente manera:

1. Recopilación y pre-procesamiento de series pluviométricas de las distintas estaciones pluviométricas existentes.
2. Ubicación espacial de las distintas estaciones pluviométricas preseleccionadas.
3. Determinación del año hidrológico para la región de estudio.
4. Generación de la serie hidrológica de máximas lluvias diarias.
5. Verificación de hipótesis estadísticas de las series históricas de máximas lluvias diarias seleccionadas tales como independencia, estacionalidad y homogeneidad, además de la detección de datos atípicos en las series.
6. Determinación de los parámetros provenientes del análisis de estadística descriptiva (media y desvío estándar).
7. Análisis de estadística inferencial mediante el ajuste de distribución de probabilidad.
8. Interpolación de la información puntual, generación de grillas de análisis mediante el uso de un Sistema de Información Geográfica (Idrisi Selva 17.00).

## 1. Recopilación y pre-procesamiento de series pluviométricas de las distintas estaciones pluviométricas existentes.

Se recopiló información de la lámina de lluvia diaria precipitada, la misma se obtuvo de las estaciones pluviométricas instaladas en las diferentes provincias de la región de estudio. Para la obtención de datos se recurrió a diferentes fuentes como:

- Páginas web, en su mayoría pertenecientes a entidades gubernamentales, donde se encuentran datos históricos de lluvia diaria:

<http://bdhi.hidricosargentina.gov.ar/sitioweb/frmFiltro.aspx>

<http://dev.siia.gov.ar/series>

<http://siga2.inta.gov.ar/en/datoshistoricos/>

<http://www.tutiempo.net/clima/Argentina/AR.html>

- Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA).
- Secretaría de Recursos Hídricos de las diferentes provincias.

En total se analizaron 435 estaciones pluviométricas dentro del territorio. Luego se realizó una preselección, de acuerdo a cada longitud de serie de las estaciones para continuar con el análisis. El criterio de Longitud de Serie consistió, en un principio, en fijar veinte años como longitud mínima de las series anuales de lluvias máximas diarias a analizar. Este condicionante, implica rechazar puestos pluviométricos disponibles, por lo que se adopta como criterio final la aceptación de todas las estaciones con una longitud de serie mayor o igual a catorce años. Esta longitud mínima coincide con lo definido para estudios similares realizados en otras provincias de Argentina.

La Tabla 1 y la Figura 1 permiten visualizar la cantidad de estaciones que pertenecen a cada intervalo de longitud de serie, es decir, entre uno y catorce años, mayores o igual a catorce años y mayor o igual de veinte. Así, por otra parte, existen 186 estaciones con más de catorce años de registro, conformando el 53% del total; este porcentaje de estaciones son las seleccionadas para continuar con el proceso de análisis.

**Tabla 1.** Frecuencias de las estaciones pluviométricas en función de su longitud de serie

<b>Longitud de serie</b>		
Estaciones con datos	452	Porcentaje
1 < Longitud de serie < 14	138	31%
Longitud de serie ≥ 14	314	69%
Longitud de serie ≥ 20	241	53%

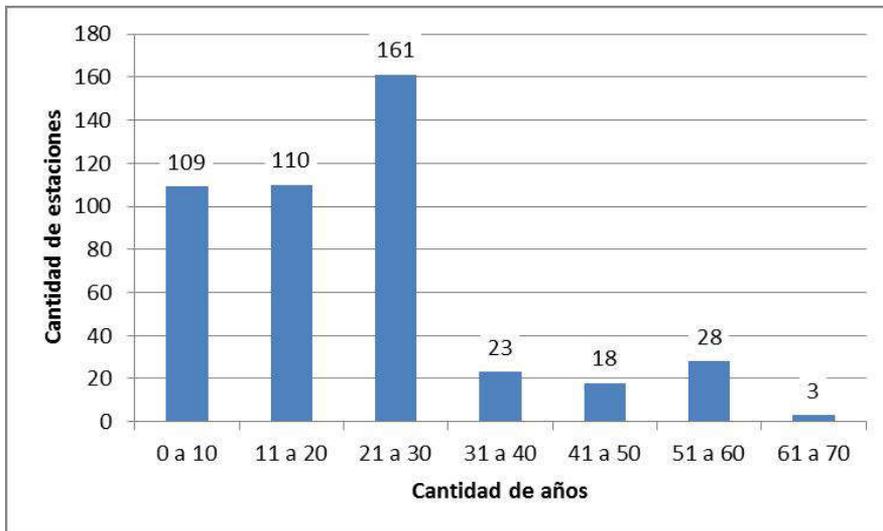


Figura 1. Longitud de registro de las estaciones pluviométricas recopiladas inicialmente.

## 2. Ubicación espacial de las distintas estaciones pluviométricas y sus parámetros estadísticos

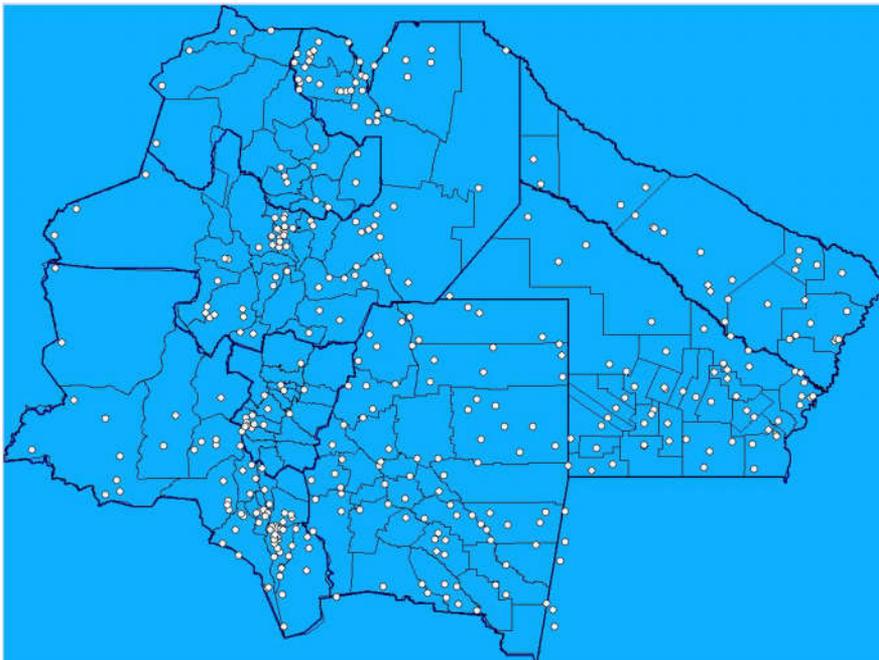


Figura 2. Disposición espacial de las estaciones pluviométricas encontradas.

En la Figura 2 puede apreciarse la disposición espacial de las estaciones pre-seleccionadas. Puede observarse una mayor concentración en la zona centro de Salta, este de Catamarca, este de Chaco y este de Formosa y en Santiago del Estero. En esta instancia del desarrollo del trabajo se incluyeron pocas estaciones en el sector de la Puna y los datos pluviométricos fueron recopilados en base a información extraída del modelo TRMM (oeste de Salta, Catamarca y Jujuy).

### 3. Determinación del año hidrológico para la región en estudio

Para el análisis y procesamiento estadístico de las lluvias es recomendable dividir las series históricas en «años hidrológicos». Este concepto, se define como el período anual que no fracciona el ciclo estacional de lluvia, y puede ser distinto al año calendario. Se observó, para los registros encontrados, que las máximas lluvias se daban entre los meses de octubre a abril, por ende, para el análisis se optó por determinar cómo año hidrológico al periodo desarrollado de julio a junio del año (calendario) siguiente.

### 4. Generación de la serie hidrológica de láminas de lluvias máximas diarias

Luego de fijar el año hidrológico se elaboraron las series hidrológicas de máximos anuales de lámina de lluvias diarias. Se pudo determinar que los valores pico de lluvia máxima diaria ocurrieron generalmente entre los meses de octubre y abril, inclusive. Por ello cuando no se contó con datos en algunos de esos meses, se prescindió de ese año hidrológico, dada la probabilidad de que en esos meses se registrara la precipitación máxima anual, lo que podría ocasionar subestimaciones en los análisis estadísticos.

### 5. Verificación de hipótesis estadísticas de las series históricas de máximas anuales de lluvia diaria

#### 5.1. Detección de presencia de datos atípicos

Las series de máximos anuales de lluvia diaria de las 314 estaciones pluviométricas preseleccionadas que tenían una longitud de serie acorde fueron sometidas a la detección de datos atípicos. Si las series tenían uno o más valores atípicos, estos se removían y se realizaba el test nuevamente y si luego de ello seguían existiendo datos atípicos, la serie era descartada. En el caso que la serie verificara esta prueba, se pasaba al siguiente test. De todas las estaciones analizadas, 13 no han pasado esta prueba (Tabla 2) y fueron descartadas. Dicha eliminación representa el 4% de las estaciones que tenían una longitud de serie acorde.

#### 5.2. Prueba de Independencia

Las 301 estaciones que verificaron la hipótesis anterior fueron sometidas a la prueba de Independencia (Wald-Wolfowitz). En la Tabla 3 se muestran las estaciones depuradas. Del total de estaciones analizadas 10 estaciones no pasaron la prueba, lo cual constituye el 3% del total de estaciones que verificaron datos atípicos.

**Tabla 2.** Estaciones pluviométricas que no pasaron la prueba de detección de presencia de datos atípicos

<b>Estaciones pluviométricas</b>
El Ceibal
Presidente Roque Sáenz Peña Aeródromo
Toropan
Ancocha
Urutau
Roversi
La Fragua
Nueva Esperanza
San Francisco
Palo Negro
Garza
Tacañitas
Aeródromo Formosa

**Tabla 3.** Estaciones pluviométricas que no verificaron la Prueba de Independencia de sus valores máximos diarios

<b>Estaciones pluviométricas</b>
Tinogasta
Tuc-Tuca
Lules – Potrero de las Tablas
Frias
Santa Catalina
Brea Pozo
Fernandez
General Pinedo
Agente Asunción Vidal Leguizamón
Villa Escobar

### 5.3. Prueba de Estacionalidad

Las 291 estaciones que verificaron la hipótesis anterior fueron sometidas a la prueba de estacionalidad. En la Tabla 4 se muestran las estaciones depuradas. Del total de estaciones analizadas, 8 estaciones no pasaron la prueba, lo cual constituye el 3% del total de estaciones que verificaron independencia.

**Tabla 4.** Estaciones Pluviométricas que no verificaron la Prueba de Estacionalidad de sus valores máximos diarios.

<b>Estaciones pluviométricas</b>
El Ceibal
Presidente Roque Sáenz Peña Aeródromo
Toropan
Ancocha
Urutau
Roversi
La Fragua
Nueva Esperanza
San Francisco
Palo Negro
Garza
Tacañitas
Aeródromo Formosa

#### 5.4. Prueba de Homogeneidad a Escala Anual

Las 283 estaciones restantes fueron sometidas a la Prueba de Homogeneidad (Wilcoxon) de sus registros históricos. En la Tabla 5 se muestran las estaciones depuradas. Del total de estaciones analizadas, 4 estaciones no pasaron la prueba, lo cual constituye el 1% del total de estaciones que verificaron estacionalidad.

**Tabla 5.** Estaciones Pluviométricas que no verificaron la Prueba de Homogeneidad de sus valores máximos diarios.

<b>Estaciones pluviométricas</b>
Tinogasta
Tuc-Tuca
Lules – Potrero de las Tablas
Frias
Santa Catalina
Brea Pozo
Fernández
General Pinedo
Agente Asunción Vidal Leguizamón
Villa Escobar

Finalmente se decidió descartar la estación «Jujuy Aeródromo» debido a que esta presentaba problemas en los registros de lluvia, como ser 6 datos de lluvias que superan los 350 mm, lo cual se considera un registro excesivo. Debido a esta anomalía se decidió prescindir de la estación en cuestión (Tabla 6). Como hay varios datos dudosos (con registro excesivo), estos no son detectados por el test que detecta los datos atípicos.

**Tabla 6.** Estación que mostraba datos dudosos

<b>Estaciones Pluviométricas</b>
Jujuy Aeródromo

De esta manera se concluye que de las 452 estaciones pluviométricas de las cuales se partió este trabajo, 278 pasaron las pruebas representando estas el 61% del total. En la Figura 3 se puede observar la distribución espacial de las estaciones que pasaron las pruebas.

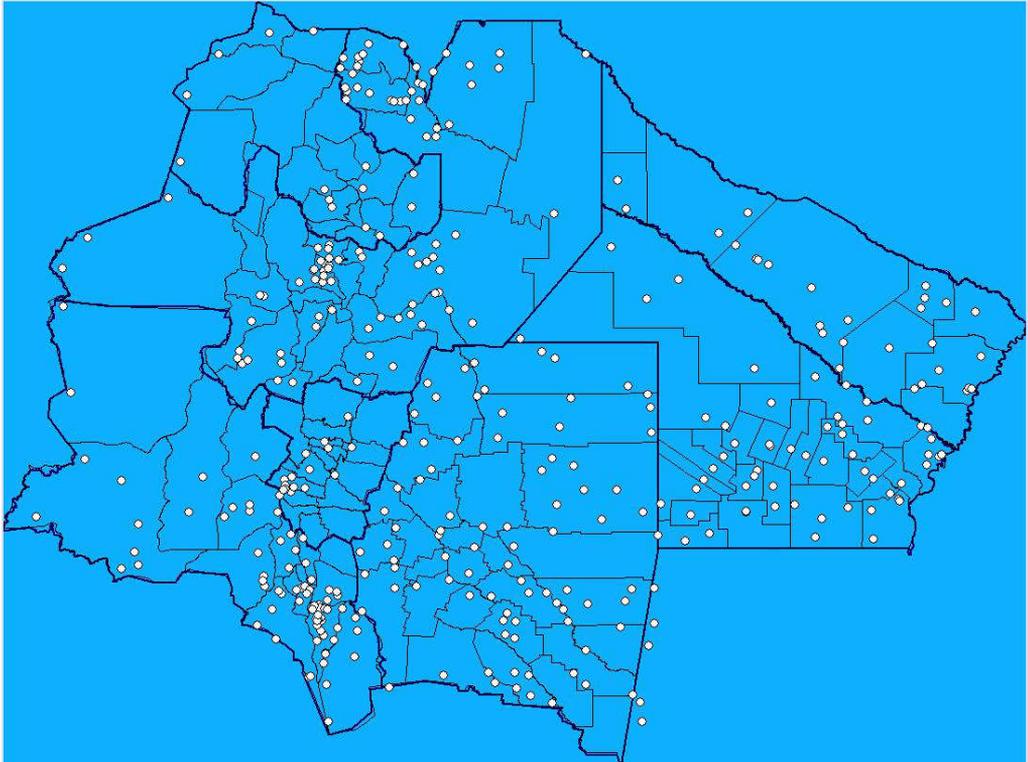


Figura 3. Estaciones finalmente seleccionadas.

## 6. Análisis de estadística descriptiva

De cada una de las estaciones finalmente seleccionadas, se calcularon los datos estadísticos más importantes de las series anuales de máximos de lluvia diaria: Valor máximo observado en la serie, promedio aritmético y desvío estándar para las series.

## 7. Análisis de estadística inferencial

En primer lugar, se determinaron las probabilidades empíricas de cada dato de lluvia diaria máxima anual observado, utilizando la Ecuación de Weibull en cada estación pluviométrica.

Luego, dichos datos se ajustaron a las 6 funciones de distribución de probabilidad teóricas siguientes:

- a) GEV (Método de Máxima Verosimilitud).
- b) Gumbel (Método de Máxima Verosimilitud).

- c) Log Normal (Método de Máxima Verosimilitud).
- d) GEV (Método de Momentos).
- e) Gumbel (Método de Momentos).
- f) Log Pearson tipo III (Método de Momentos).

Debido a que este trabajo busca extender un análisis de regionalización de lluvias máximas diarias realizado en otras regiones de Argentina (Belli et al., 2012; Caamaño Nelli y Dasso, 2003; Catalini et al., 2010; Catalini et al., 2012), es que se adopta la misma función de distribución utilizada en esos estudios: Log Normal con parámetros ajustados por el método de Máxima Verosimilitud para representar las muestras de valores de lluvias diarias máximas anuales.

Se analiza a continuación la relación existente entre la longitud de la serie de las estaciones seleccionadas con más de 14 años de datos versus la máxima diferencia porcentual entre los valores de lámina de lluvia para 100 años de periodo de retorno existente entre la función Lognormal y la función que arroja el valor de lámina más lejano a esta distribución adoptada. Se puede observar en la Figura 4 que la máxima diferencia de los valores estimados con otras funciones de distribución con respecto a la Log Normal disminuye a medida que aumenta la longitud de registro.

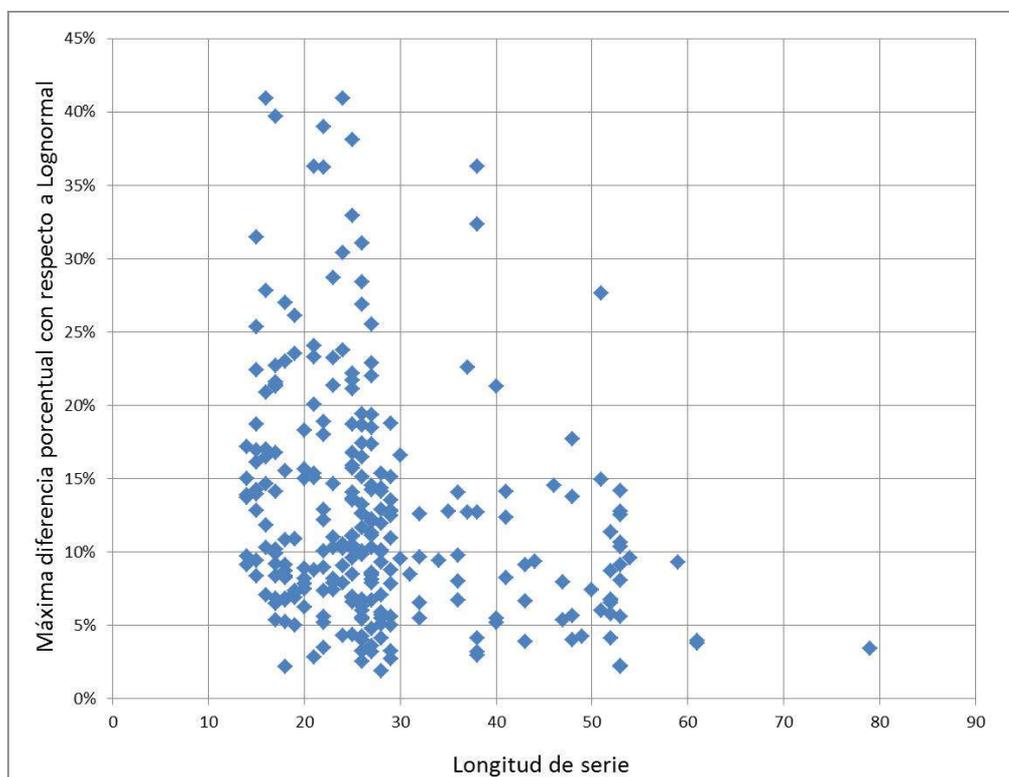


Figura 4. Evolución de la máxima diferencia porcentual entre los valores estimados con la distribución Log Normal y las otras funciones ensayadas a medida que aumenta la longitud de la serie, para la provincia de Catamarca.

A continuación se analizará la validez de adoptar la distribución Lognormal para relacionar la lámina de lluvia a diferentes recurrencias. Para analizar la importancia relativa de la selección de la función de distribución óptima se realiza un análisis para 100 años de periodo de retorno. Se elige este valor (y no los asociados a otros periodos de retorno) por ser el que más diferencia muestra en relación a los demás. En este análisis se compara la diferencia porcentual mostrada en la Figura 4 con un valor denominado «Incertidumbre del método Lognormal» representativo del tamaño de los intervalos de confianza calculado como la diferencia relativa (límite superior – valor medio) / valor medio. En la Figura 5 se puede ver el análisis realizado. Así se verifica que casi todas las funciones de distribución se hallan dentro del intervalo de confianza de la función Lognormal.

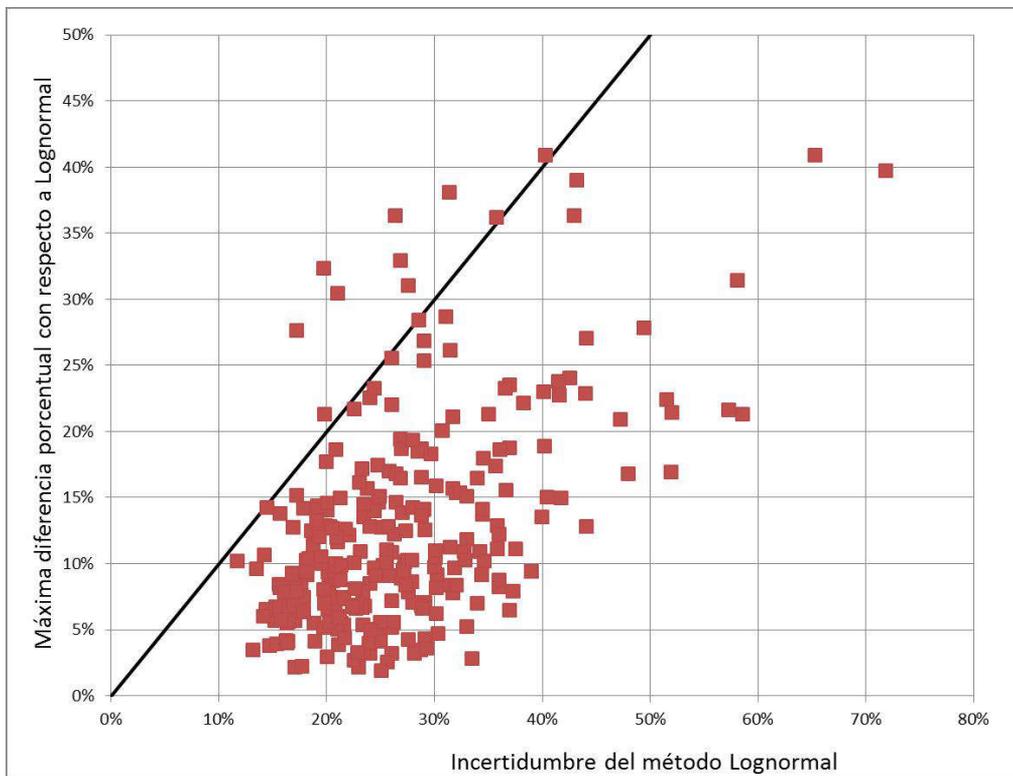


Figura 5. Contraste entre de la máxima diferencia porcentual observada entre los valores estimados con la distribución Log Normal (denominada máxima diferencia porcentual) y la «Incertidumbre del método Lognormal» representativo del tamaño de los intervalos de confianza calculado como la diferencia relativa (límite superior – valor medio) / valor medio.

## 8. Interpolación de la información puntual utilizando SIG

Con los valores de lámina de lluvia estimados para los distintos periodos de retorno en cada una de las estaciones pluviométricas se utilizaron técnicas de análisis espacial para poder interpolar la información puntual con el objeto de generar grillas de información pluviométrica.

En este proceso se utilizó un Sistema de Información Geográfica (SIG), el cual es definido como un sistema asistido por computadora para la adquisición, almacenamiento, procesamiento, análisis y visualización de datos geográficos. En la actualidad se encuentran disponibles una gran variedad de herramientas y paquetes computacionales para asistir estas tareas. El paquete computacional elegido fue el IdrisiSelva versión 17.00, el cual permite generar un archivo vectorial o de tipo raster georreferenciado. Utilizando esta herramienta se realizó la interpolación espacial de los valores de lámina de lluvia estimados para los distintos periodos de retorno a través del método de Kriging. Específicamente este método permite generar archivos raster a partir de la totalidad de los archivos vectoriales anteriormente creados con la información de lluvia máxima diaria estimada para cada localización. La Figura 6 muestra el Raster interpolado por el método Kriging para la precipitación diaria media máxima anual estimada para un período de retorno de dos años [en mm].

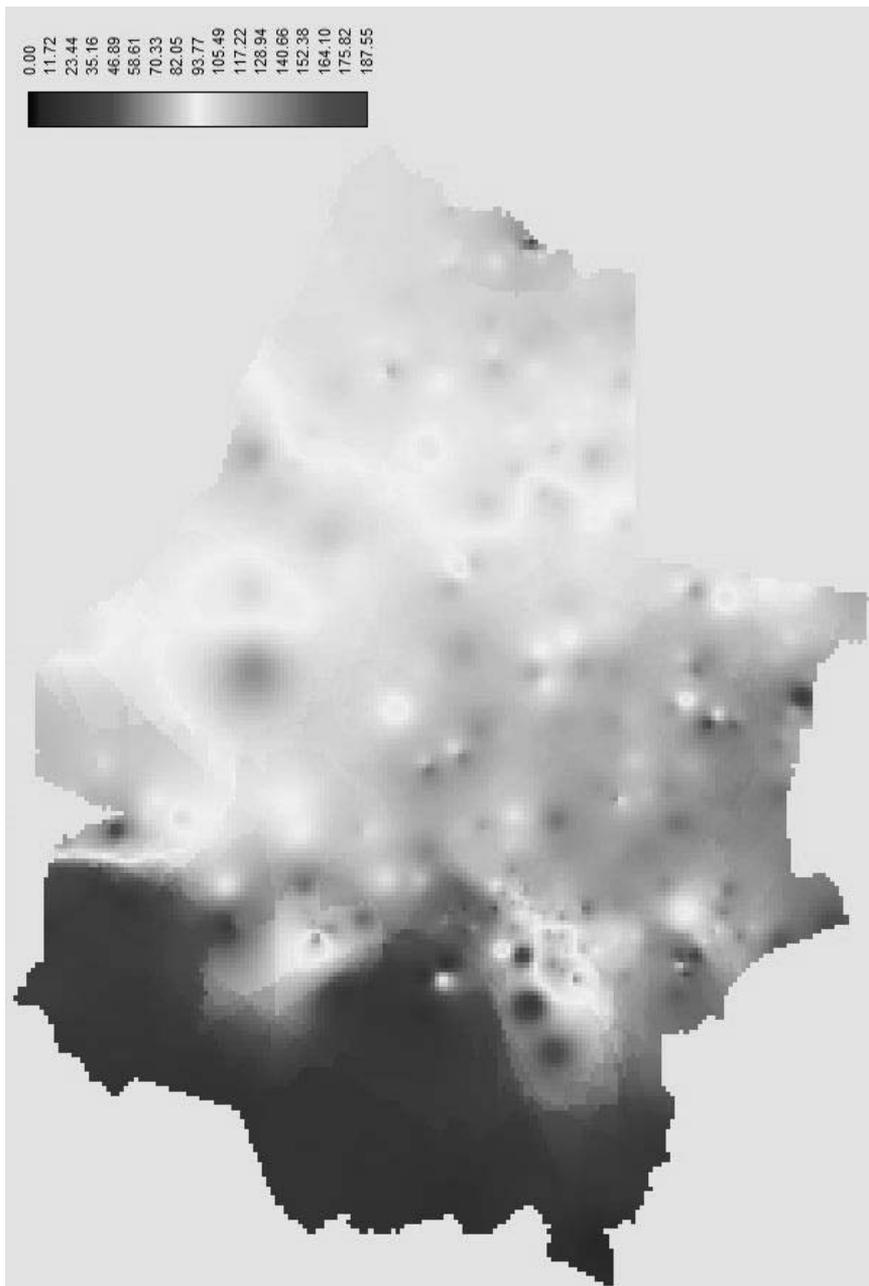


Figura 6. Raster interpolado por el método Kriging para la Precipitación media máxima estimada para un período de retorno de dos años [en mm].

## Resultados

En las Figuras 7 a 13 se muestran los mapas de lluvia diaria máxima anual asociados a los diferentes períodos de retorno analizados.

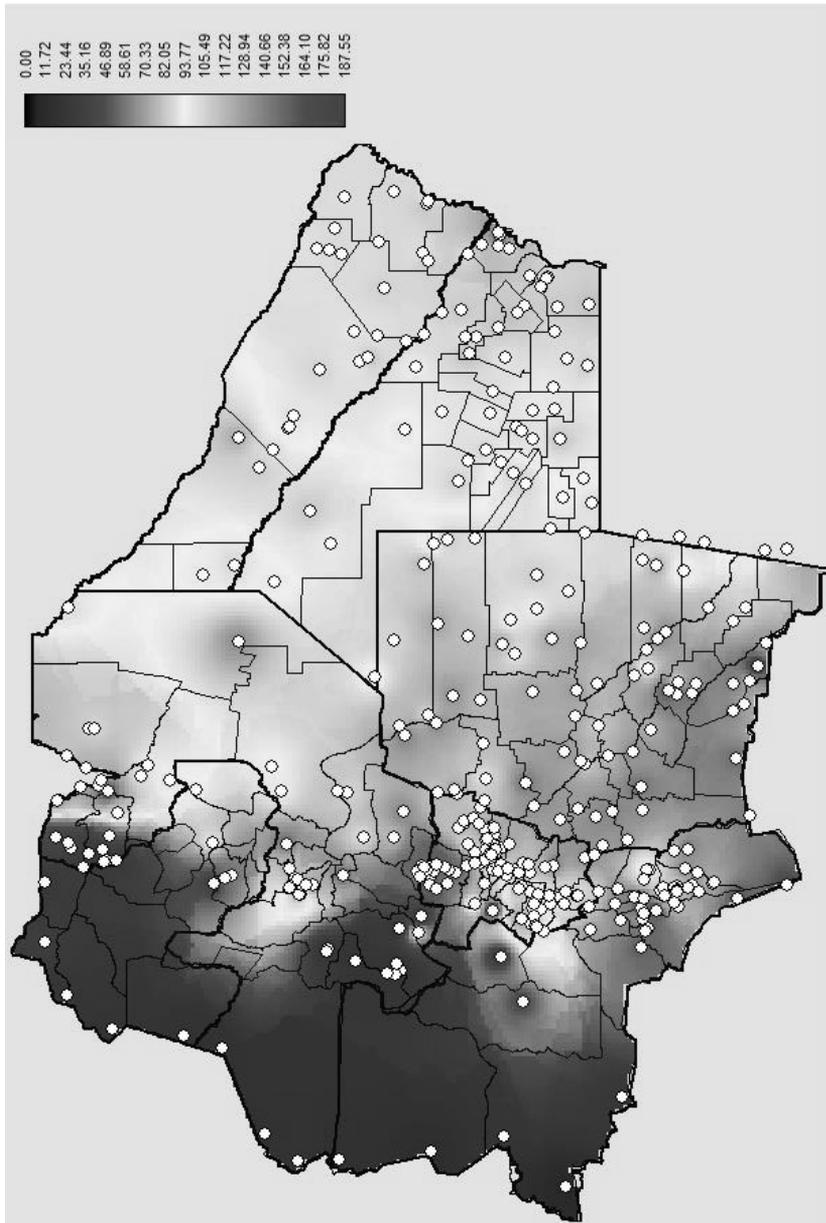


Figura 7. Mapa de lluvias máximas anuales para Período de retorno  $T = 2$  años [en mm].

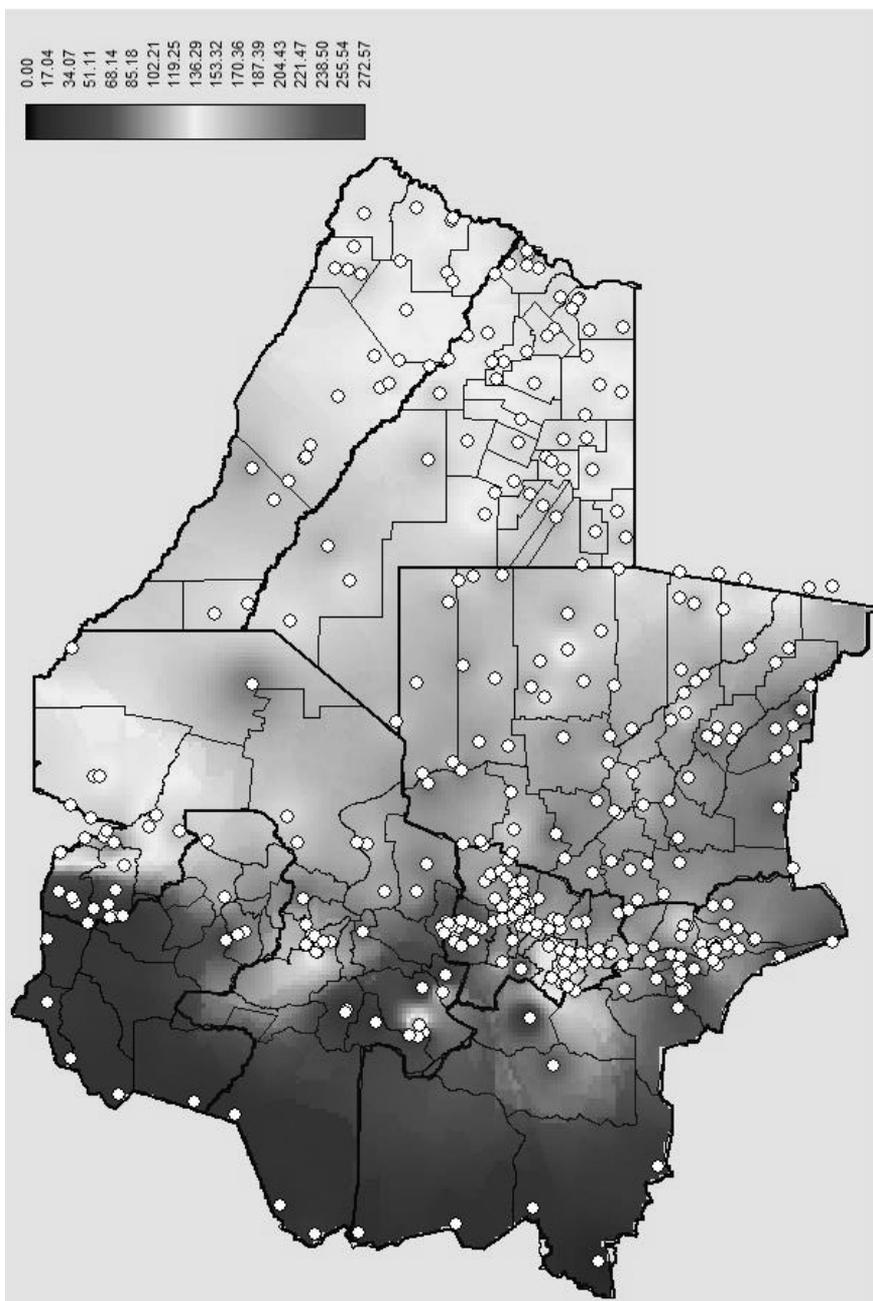


Figura 8. Mapa de lluvias máximas anuales para Periodo de retorno  $T = 5$  años [en mm].

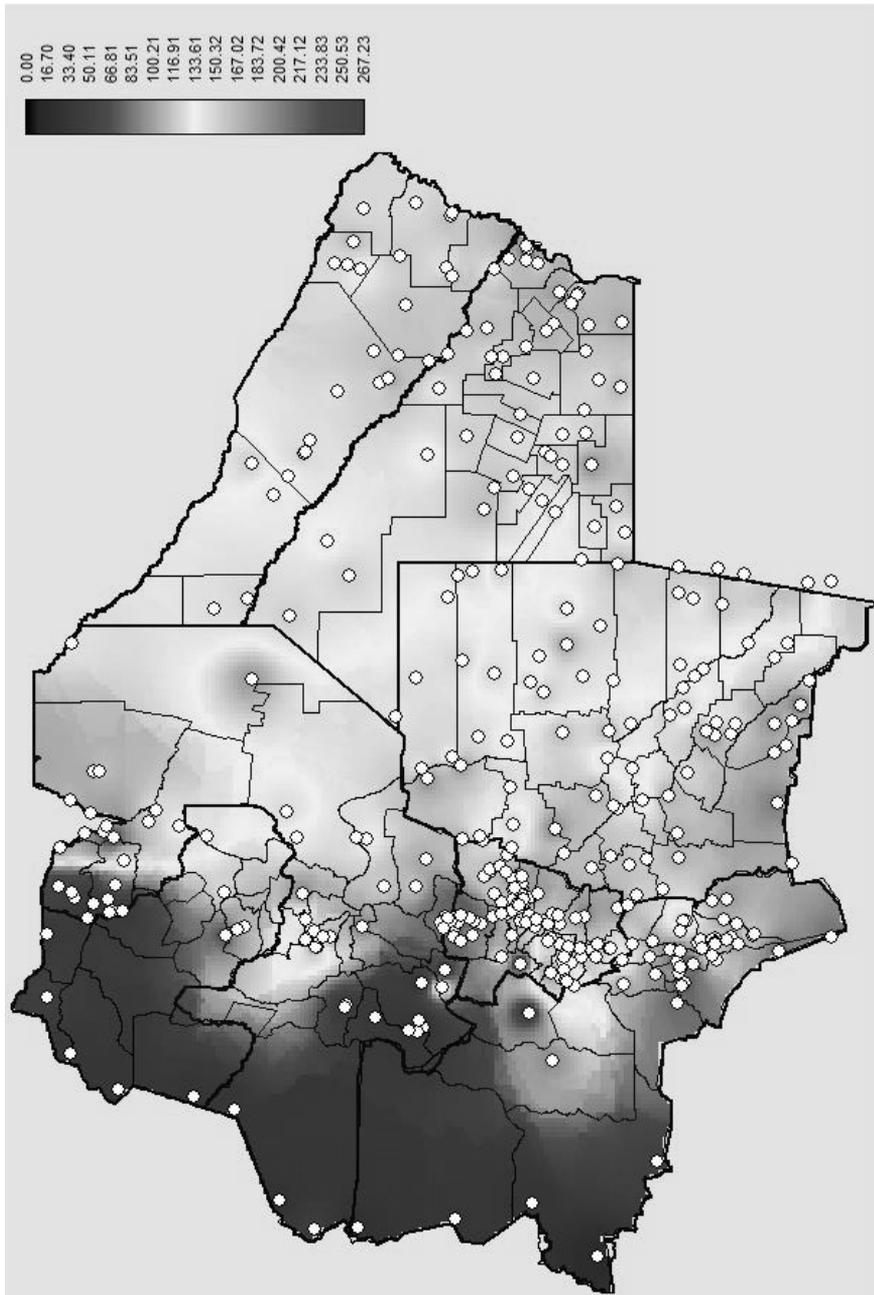


Figura 9. Mapa de lluvias máximas anuales para Periodo de retorno  $T = 10$  años [en mm].

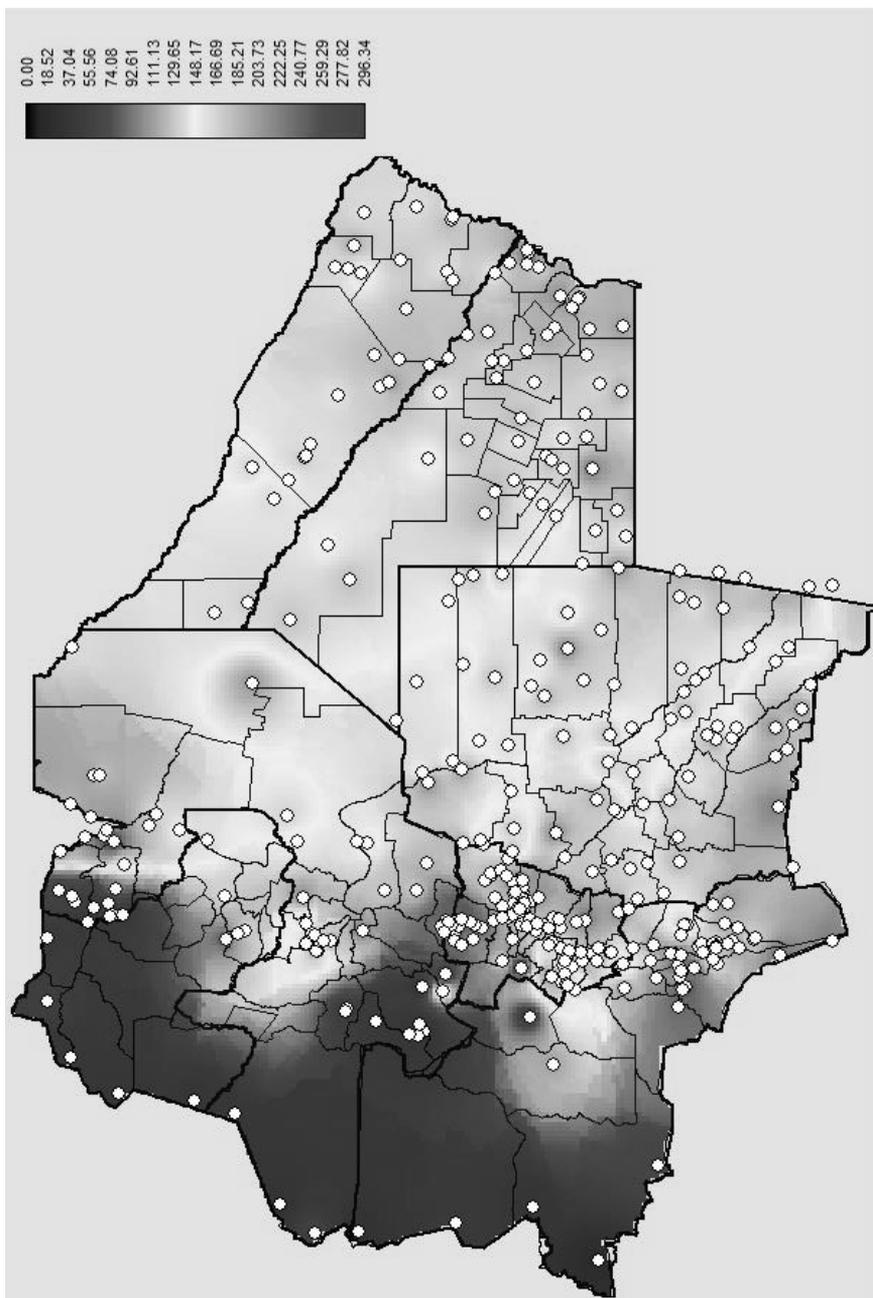


Figura 10. Mapa de lluvias máximas anuales para Periodo de retorno  $T = 20$  años [en mm].

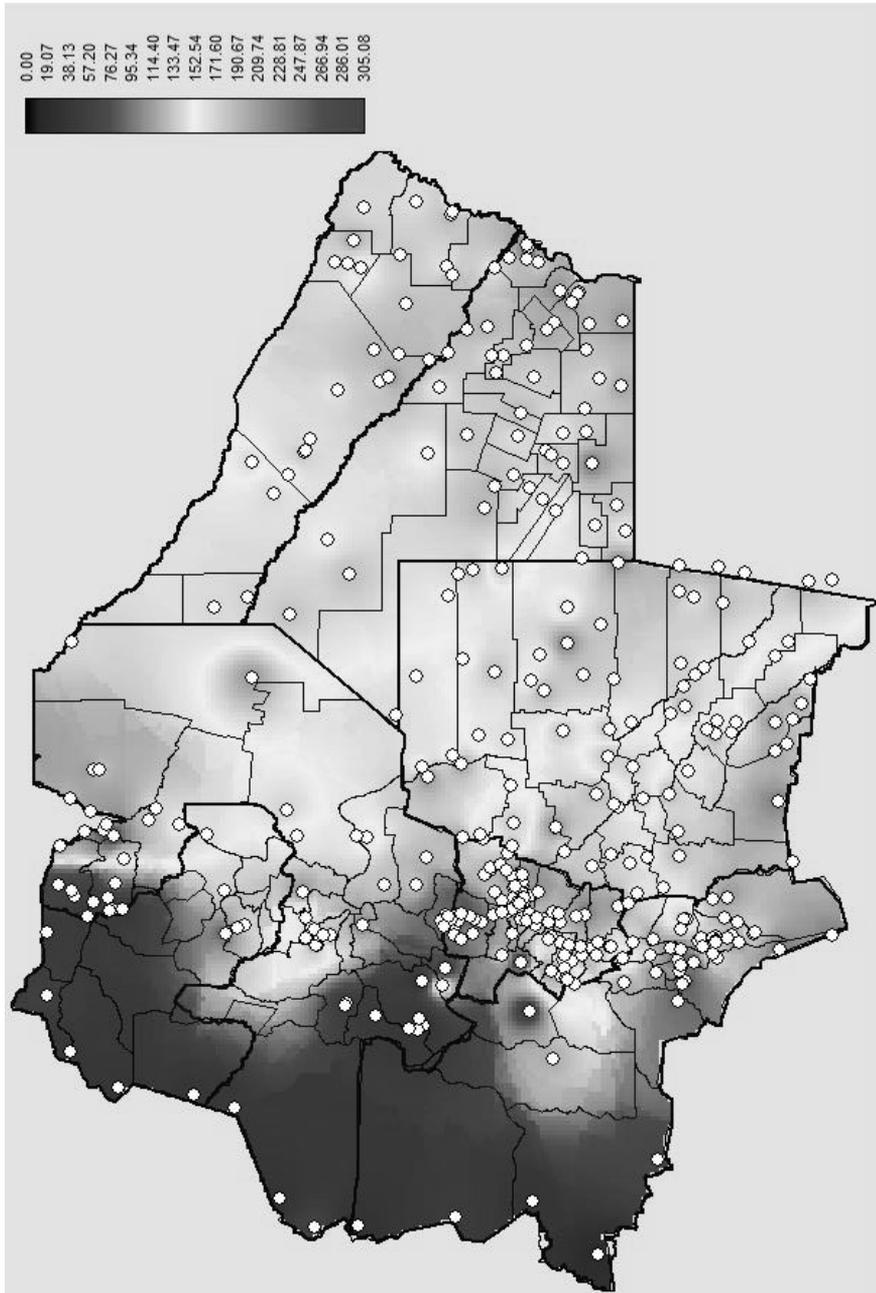


Figura 11. Mapa de lluvias máximas anuales para Período de retorno  $T = 25$  años [en mm].

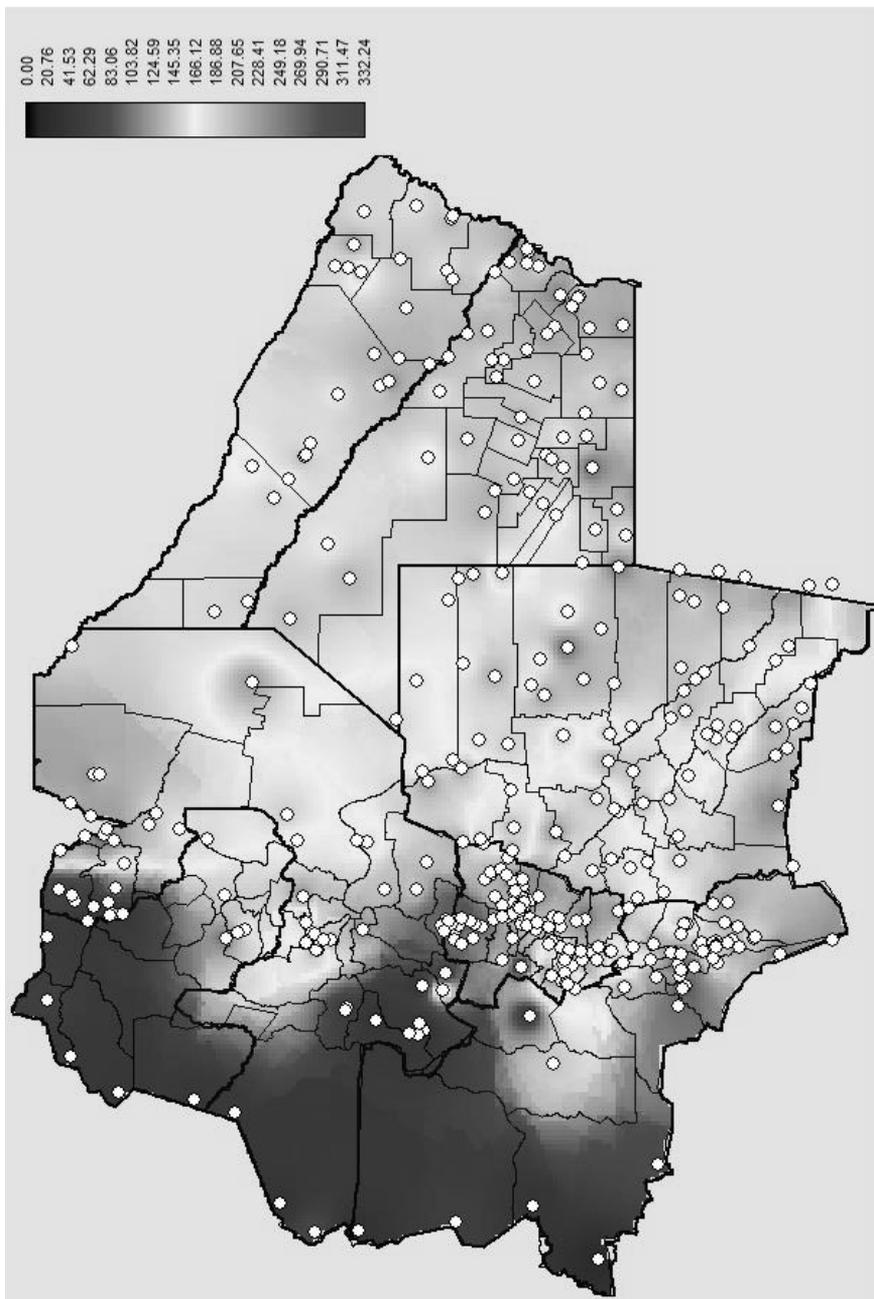


Figura 12. Mapa de lluvias máximas anuales para Periodo de retorno  $T = 50$  años [en mm].

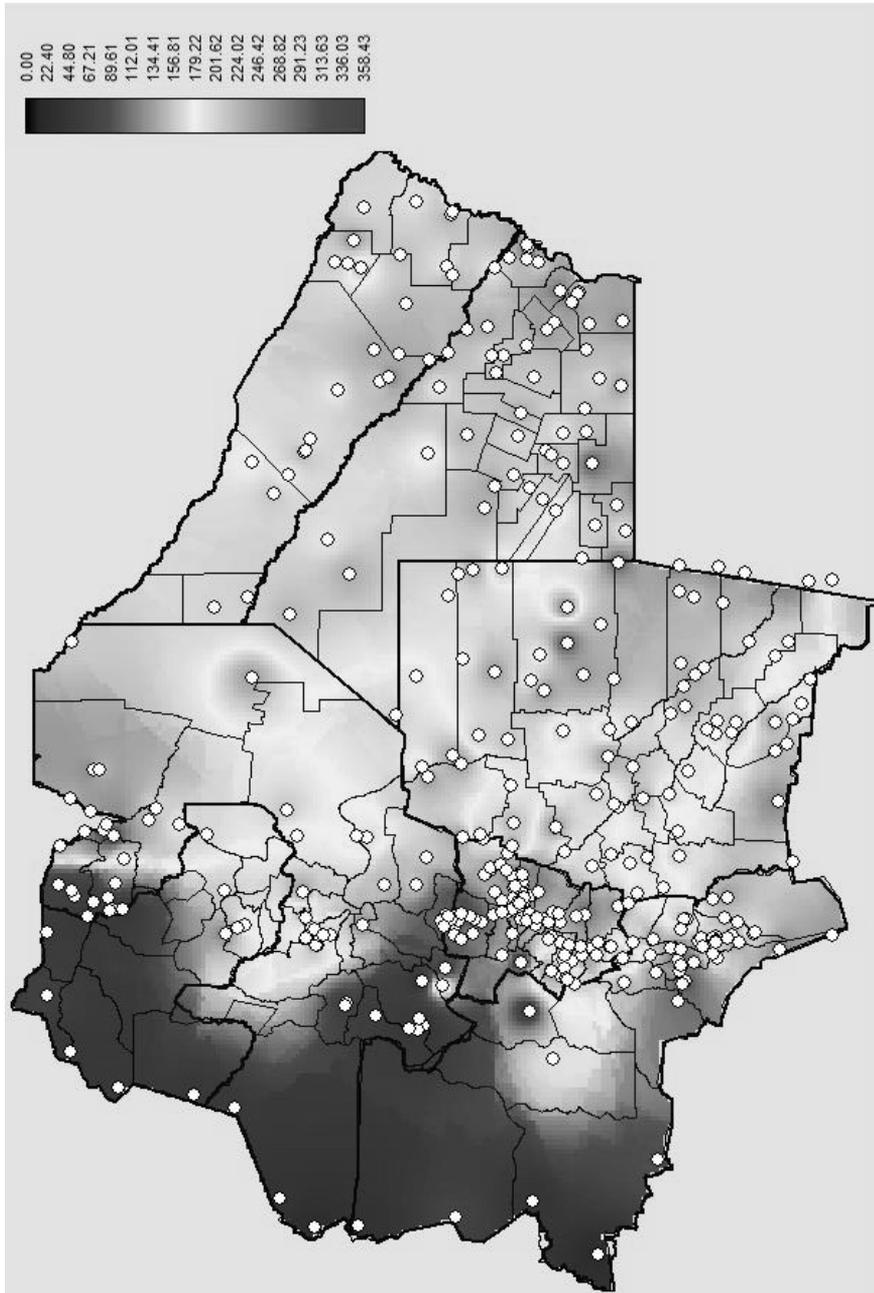


Figura 13. Mapa de lluvias máximas anuales para Periodo de retorno  $T = 100$  años [en mm].

Al visualizar estas últimas figuras se observa claramente cómo va creciendo la lámina de lluvia máxima diaria de oeste a este.

Es importante recalcar la importancia de los mapas de lluvias máximas diarias asociadas a diferentes períodos de retorno en toda la zona de estudio construidos en este trabajo. Estos constituyen una herramienta fundamental para la realización de proyectos futuros de dimensionamiento de pequeñas y medianas obras hidráulicas.

## **Conclusiones**

1. Se recopilaron y procesaron registros de 452 estaciones pluviométricas en la región de estudio.
2. Se ubicaron espacialmente las estaciones.
3. La determinación del año hidrológico julio-junio resultó ser el más adecuado para la región de estudio.
4. Se realizó una verificación exhaustiva de las hipótesis estadísticas para todas las estaciones encontradas, dando como resultado que los registros de 278 estaciones verificaron estas pruebas
5. De las 6 alternativas de función de distribución de probabilidad y de método de ajuste ensayados, se adoptó la función LOGNORMAL con parámetros estimados por el método de máxima verosimilitud como representativo y se verificó que la incertidumbre debido al tamaño de las muestras utilizadas es más significativo que la incertidumbre debido al modelo probabilístico utilizado.
6. Se utilizó un Sistema de información Geográfico (SIG) para representar los resultados obtenidos. El programa utilizado fue IDRISI Selva17.00.
7. Se realizó la interpolación espacial a través del método de Kriging, obteniéndose mapas de lluvias máximas diarias asociadas a diferentes períodos de retorno en toda la zona de estudio.

## **Referencias**

- Audagna, Yael (2014). «Regionalización de lluvias máximas diarias en la provincia de Santiago del Estero» - Trabajo final de la carrera de Ingeniería Civil – Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales – UNC – Córdoba, Argentina.
- Belli, Virginia Soledad; Cueto, César Agustín; Lovera, Daniela Alejandra; Miguez Ruiz, Martín; Pinasco, Germán Horacio (2012). «Regionalización de lluvias máximas – Aplicación a las provincias de Córdoba y Santa Fe» - Trabajo final de la carrera Ingeniería Civil – Facultad de Ingeniería – Universidad Católica de Córdoba – Córdoba, Argentina.
- Caamaño Nelli, Gabriel; Dasso, Clarita (2003). «Lluvias de Diseño – Conceptos, Técnicas y Experiencias».
- Calderoni, Nahuel (2014). «Regionalización de lluvias máximas diarias en la provincias de Chaco y Formosa» - Trabajo final de la carrera de Ingeniería Civil – Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales – UNC – Córdoba, Argentina.

- Catalini, Carlos G.; Maidah, Andrea; García, Carlos M.; Caamaño Nelli, Gabriel (2010). «Mapas digitales de isohietas de lluvias máximas diarias para la provincia de Córdoba».
- Catalini, Carlos G.; Caamaño Nelli, Gabriel E.; García Carlos M., Belli, Virginia Soledad; Bianchiotti, Bernabé; Cueto, César Agustín; Lérída, Gastón; Lovera, Daniela Alejandra; Miguez Ruiz, Martín; Pinasco, Germán Horacio; Sánchez, Ezequiel(2012). «Regionalización Paramétrica de Funciones I-D-T. Aplicación a las provincias de Córdoba y Santa Fe».
- Cervio, Magalí (2014). «Regionalización de lluvias máximas diarias en la provincia de Catamarca» - Trabajo final de la carrera de Ingeniería Civil - Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales - UNC - Córdoba, Argentina.
- Guillén, Nicolás Federico (2014). «Estudios Avanzados para el Diseño Hidrológico e Hidráulico de Infraestructura Hídrica» - Tesis de Maestría - Maestría en Ciencias de la Ingeniería Mención Recursos Hídricos - FCEFyN - UNC - Córdoba, Argentina.
- Lencinas, Matías Javier (2014). «Validación de la tormenta de diseño para la Presa Los Molinos - Jujuy - utilizando técnicas de regionalización» - Trabajo final de la carrera de Ingeniería Civil – Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales - UNC - Córdoba, Argentina.