



# **Caso Práctico: Energías Renovables en Uruguay**

## **Workshop Energías Renovables Luft – Chadbourne**

**Julio 2016**



## Caso Uruguay – Presentación Ventus

Ventus es una empresa de ingeniería de energías renovables con fuerte foco en eólica que brinda servicios en todas las etapas del ciclo de vida de los proyectos: desarrollo, construcción y operación.

Actualmente cuenta con un equipo de más de 50 profesionales y con presencia en varios países de Latino América: Uruguay (sede central), Argentina, Bolivia, Panamá, Perú y próximamente en Colombia y México.

### [Vídeo Presentación Ventus](#)

Principales antecedentes:

- 100MW eólicos desarrollados y construidos en modalidad EPC llave en mano en Uruguay.
- 3 proyectos de Autogeneración Industrial construidos (Textiles: [Engraw](#); [Blengio](#); Alimentos: Marfrig).
- Participación en proyectos por más de 800MW eólicos y 100MW fotovoltaicos.
- Evaluaciones Energéticas por más de 900MW.

[Video](#) con imágenes de la construcción de varios parques en Uruguay.

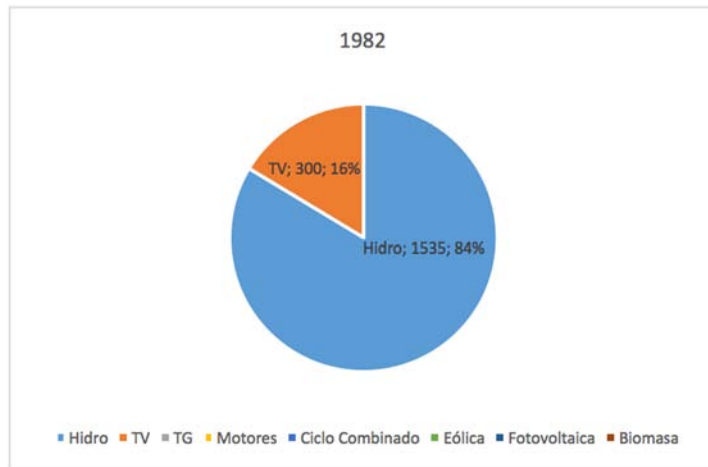


## Caso Uruguay – Mercado Eléctrico 1982 - 2017

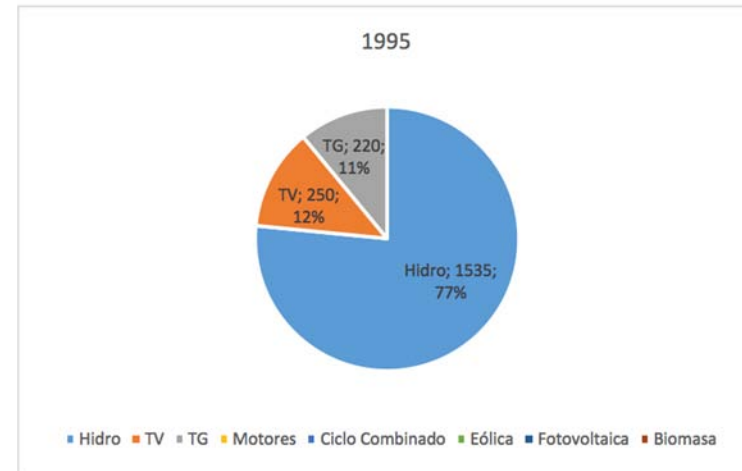
- 1982
  - Entran en operación dos hidroeléctricas: Salto Grande y Palmar
  - La generación hidroeléctrica promedio es el 300% de la demanda de Uruguay (2.600GWh)
- 90'
  - Aumento de la demanda (6.000GWh en 1995)
  - Respaldo térmico para años secos en Argentina (25 vs 70)
- 2002 – 2005
  - Crisis Energética Argentina – no se renuevan contratos de respaldo.
  - En 2000 la demanda alcanza la generación hidroeléctrica media (7.500 GWh)
  - Crisis Energética en Uruguay. Alternativas:
    - Térmicas (Ciclos Combinados, Motores, Ciclos Abiertos)
    - Renovables???
- 2007 – 2017
  - Licitaciones Renovables (2007, 2008, 2011 x 2)
  - 2016: 900 MW eólicos operativos  
80 MW solares operativos
  - 2017: 1.500 MW eólicos operativos  
200 MW solares operativos**



# Caso Uruguay – Potencia Instalada en el tiempo

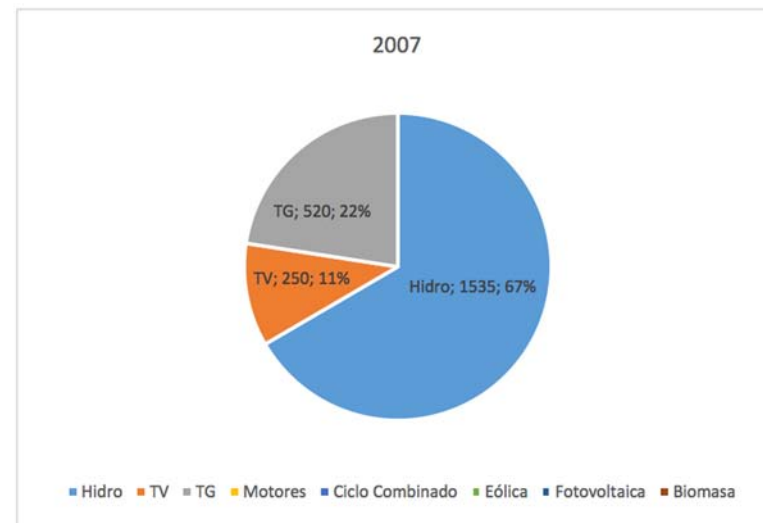


Total: 1.835 MW



Total: 2.005 MW

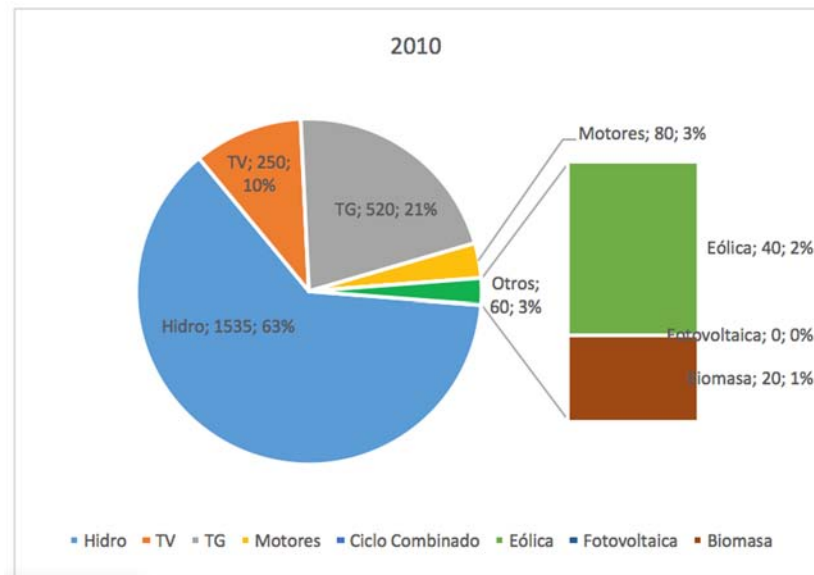
El futuro de Uruguay parecía ser térmico



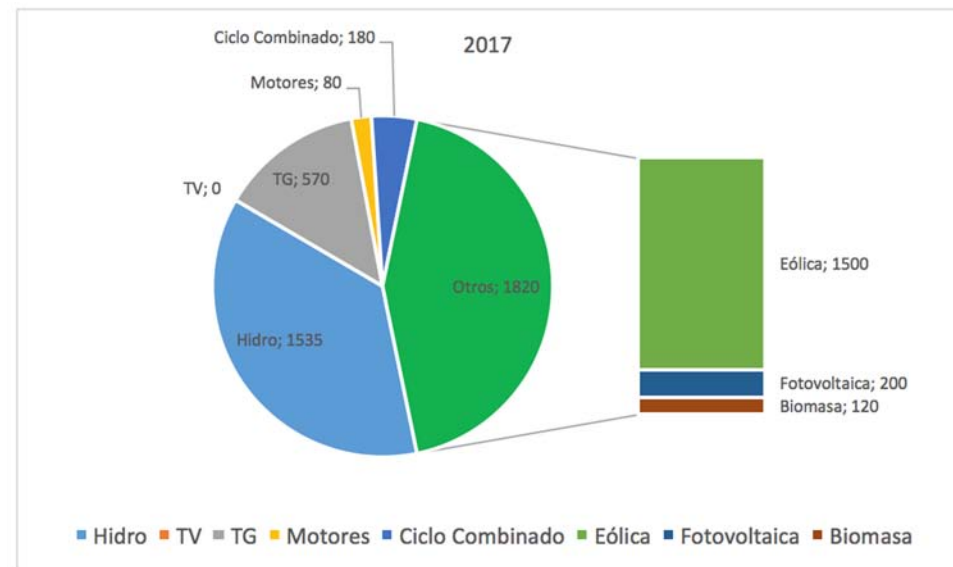
Total: 2.305 MW

# Caso Uruguay – Potencia Instalada en el tiempo

En 2005 se pensaba que las renovables podían ser una ayuda marginal al problema, pero resultaron ser la solución.

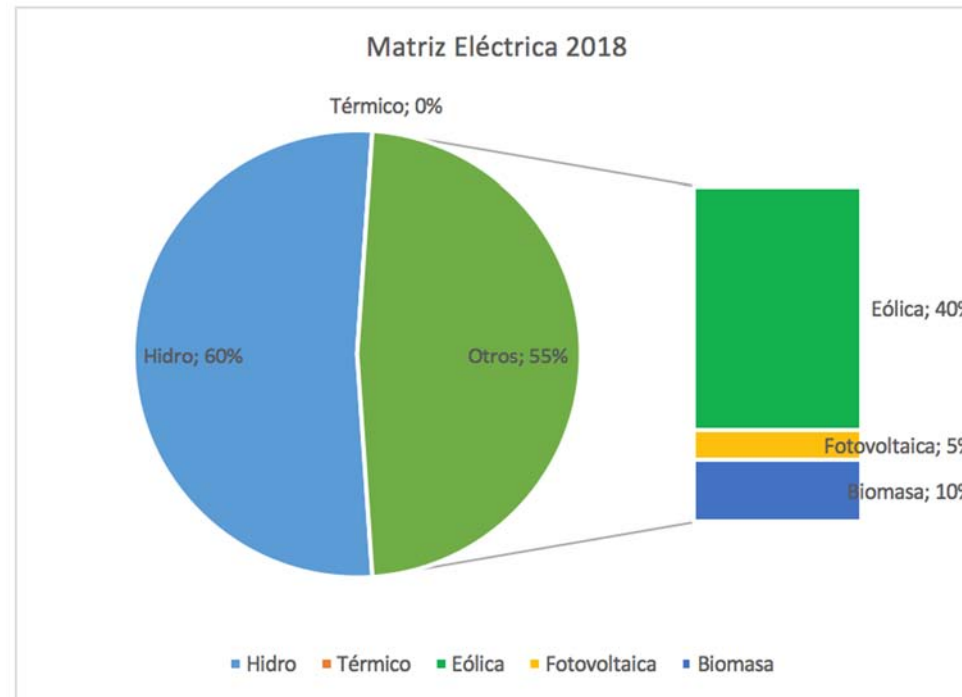


Total: 2.445 MW



Total: 4.185 MW

## Caso Uruguay – Matriz Eléctrica 2018



Uruguay generará en un año de hidraulicidad media el 115% de su demanda en base a Energías Renovables: hidroeléctrica de gran porte y ERNC.

## Caso Uruguay – Licitaciones de ERNC

Año	Potencia Licitada	Tecnología	Centrales hasta	Precio
2007	20 + 20 + 20 MW	Eólica, Biomasa, PCH	10 MW	92 USD/MWh
2008	20 + 20 + 20 MW	Eólica, Biomasa, PCH	10 MW	90,25 USD/MWh
2011	150 MW	Eólica	50 MW	84 USD/MWh
2011	150 MW	Eólica	50 MW	63,25 USD/MWh

### Eólica

En la segunda licitación de 2011 se presentaron oferta por 950 MW, con precio hasta 120 USD/MWh. De las 14 ofertas no adjudicadas todas menos una aceptaron la oferta de UTE de igual el precio ganador. Se contrataron 650 MW en una modalidad similar a un Feed-in Tariff.

Luego se ampliaron dos contratos de 50MW en un 100%, adjudicándose 100 MW.

UTE construyó por distintas modalidades 420 MW.

### Fotovoltaica

En 2012 se lanza un llamado para la incorporación de energía fotovoltaica en dos tramos:

- 1) Plantas de hasta 50MW que deben adherir a un precio predefinido (Feed-in Tariff).
- 2) Centrales hasta 5MW que compiten por precio.

## Caso Uruguay – Algunas consideraciones

### Algunas razones del éxito de incorporación de ERNC en Uruguay:

- La incorporación de energías renovables se dio en medio de una crisis energética. Argentina se encuentra en la misma situación.
- Al momento de incorporar energías renovables la tecnología había alcanzado una gran madurez.
- La madurez de la tecnología permitió altos rendimientos y bajos precios.
- El esquema de contratación fue simple y seguro.
- Offtaker = UTE = Estado Uruguayo.
- PPAs bancables

### Algunos aspectos a mejorar:

- Reglamentación del Mercado Eléctrico que considere las ERNC
- Componente Nacional.
- Más procedimientos competitivos.
- Limitación del mercado local – actualmente sobre invertido.





## Caso Uruguay – Mitos de la Energía Eólica

La corta experiencia de Uruguay de alta penetración eólica en el sistema eléctrico ha demostrado la caída de algunos mitos:

- 1) La energía generada es de mala calidad y solo puede introducirse en forma parcial o marginal.
- 2) Es una tecnología de generación costosa.
- 3) Presenta variaciones de potencia horaria muy bruscas que la hacen ingobernable.
- 4) No tiene potencia firme asociada, o su equivalente: requieren gran cantidad de respaldo firme (1 MW eólico = 1 MW térmico de funcionamiento flexible).



## Caso Uruguay – Algunos casos de financiamiento

- Parque Eólico Ventus 1 // 10 MW // Mercado Spot // Fideicomiso Financiero de Oferta Privada // 100% Equity
- Parque Eólico Pampa // 140 MW // PPA // Fideicomiso Financiero Oferta Pública + UTE + Deuda LP
- Parque Eólico Arias // 70 MW // PPA // Fideicomiso Financiero de Oferta Pública + UTE + Deuda LP

### Comparación Argentina con Uruguay

- Argentina posee un Mercado Eléctrico del orden de 10 veces el Mercado Eléctrico Uruguayo.
- Uruguay se asimila a Santa Fe o Córdoba en cuanto a superficie, cantidad de habitantes o consumo eléctrico per cápita.
- La topografía y el clima de Uruguay no es diferente al de la Provincia de Buenos Aires o al de las provincias centrales de Argentina.

**Si Uruguay instaló en 10 años 1500 MW eólicos por qué la Argentina del 2025 no tendría 15.000 MW?**



**Gracias!**

Juan Pablo Saltre  
[jsaltre@ventus.com.uy](mailto:jsaltre@ventus.com.uy)  
[www.ventus.com.uy](http://www.ventus.com.uy)

# Caso Práctico: Proyecto Solar en Uruguay

Raquel Bierzwinsky  
Socia, Chadbourne & Parke LLP  
Julio 13 de 2016

# ¿Por qué Uruguay?

- Estabilidad a nivel macro/país
- Clima de inversión
- Contrato de compraventa de energía eléctrica bancable
- Precios altos → hasta US\$125 MWh para solar y US\$65 para eólico
- UTE – Comprador → Historial de cumplimiento de obligaciones de pago
- UTE, por decreto de ley, garantiza el pago de las obligaciones que contrae en el PPA con todos sus bienes y rentas y, en su defecto, responde subsidiariamente el Estado.

# CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Plazo Límite de Instalación: Plazos largos (e.g., 3 años) y extensiones
- Potencia Instalada Habilitada igual o mayor al 96% de la Potencia Comprometida
- Multa por incumplimiento y plazo de 6 meses para subsanar
- Se ejecuta la Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato del Vendedor
- Ejecución parcial y no terminación del Contrato si el proyecto logra una instalación mínima de 30 MW
- Asegurarse que las penas convencionales del EPC cubren el pago de la multa y el Servicio de la Deuda
- La Garantía de Fiel Cumplimiento del Contrato se libera:
  - 80% en el momento en que la Potencia Instalada Habilitada alcanza al menos el 96% de la Potencia Comprometida
  - 20% al final del Contrato
  - Liberación parcial si no se llega al 96%

# CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Cesión del Contrato: Requiere acuerdo expreso de las partes, pero UTE se compromete a no rechazar si es a un Generador Substituto y se mantienen garantías de cumplimiento
- Generador Substituto:
  - Empresa que cumple con requisitos técnicos de la licitación y designada por los Acreedores como cesionario de todos los derechos y obligaciones del Generador
- Cesión de los Derechos: Generador puede ceder y preñar los derechos de cobro del Contrato sin previa autorización de UTE

# CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Definición de Acreedores / Organismos de Crédito:  
Bancos y otras entidades que financien el proyecto y que han sido debidamente notificadas a UTE
- Derecho de rescisión del Contrato por el Generador por falta de pago de 4 facturas consecutivas ó 5 alternadas (sin disputa)
- Obligación de UTE de notificar a los Acreedores de un Incumplimiento del Generador
- Derecho de los Acreedores de subsanar en un plazo de 180 días a partir de la recepción de la notificación, directamente o a través de un Generador Substituto
- Derecho de los Acreedores de ceder derechos a un Generador Substituto



# CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Obligación de UTE de notificar rescisión del Contrato a los Acreedores
- Si UTE rescinde, pero no adquiere las acciones del Generador, el Generador puede optar por vender en el mercado spot
- Incumplimiento en Pago por UTE: 10 días hábiles para subsanar
- Rescisión por el Generador:
  - Transferencia de la Central y activos relacionados a UTE
  - Contraprestación: **Valor en libros de los activos no depreciados, basado en los últimos estados financieros auditados del Generador preparados conforme a NIIF, multiplicado por 1.25**
- Consentimiento de los Acreedores para:
  - Modificación del Contrato
  - Reconocimiento del Generador de cambio en condiciones económicas o de otro tipo que dificulte el cumplimiento del Contrato
  - Rescisión del Contrato por el Generador
  - Reconocimiento por el Generador de causal de terminación del Contrato
  - Notificación de CFMM, incumplimiento de UTE, finalización del Contrato

# CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Caso Fortuito o Fuerza Mayor: 180 días consecutivos + 10 días de notificación en caso de rescisión y derecho de los Acreedores de subsanar
- Responsabilidad de las partes limitada al 100% del monto total del contrato
- Legislación Aplicable: Uruguay
- Resolución de Disputas: Arbitraje de derecho – Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional
- Disputas sobre precio y cambios en condiciones: tribunales locales
- Cambio en Ley y Cambio en Condiciones: Si resultan en excesiva onerosidad en el cumplimiento del Contrato, se procede a la revisión de las condiciones necesarias.

# EPC y Financiamiento

- **Wrap del EPC:** Contratista encargado de construcción civil y eléctrica, más suministro e instalación del equipo
- Back-to-back del Sponsor al Contratista de los módulos solares e inversores
- **Pruebas de Ejecución:** Régimen complicado que daba la oportunidad al Epecista de optimizar el rendimiento del proyecto en un periodo de 2 años después de la Aceptación Provisional
- **El funcionamiento y rendimiento se probaba en 3 etapas:** Aceptación provisional y su primer y segundo aniversario
- Si no pasaba las pruebas, el Epecista debía pagar penas convencionales calculadas con base en las deficiencias anticipadas en ese momento
- Para la Aceptación Provisional y su primer aniversario, el pago cubre una deficiencia aproximada de un año (hasta la próxima fecha de pruebas). En el segundo aniversario, el pago cubre una deficiencia de +10 años.
- El Epecista no se encontraba en incumplimiento hasta que (i) el pago de las penas convencionales no excediera los techos de responsabilidad del Epecista bajo el EPC y (ii) se pagaran penas convencionales bajo el PPA.

# EPC y Financiamiento

- Las penas convencionales (Performance LDs) se sujetaban a un “true-up” al momento de la segunda y tercera prueba. Si el rendimiento medido durante el año anterior era peor que el anticipado con base en las penas convencionales anteriormente pagadas, penas convencionales adicionales debían pagarse por el Epecista. Si el rendimiento era mejor, parte de las PCs pagadas anteriormente se le devolvían al Epecista.
- Problema #1: Los Acreedores temían que este régimen permitiría al Epecista y al Deudor continuar con la construcción de un proyecto con potencialmente muy bajo rendimiento.
- Solución #1: Se acordó un nivel mínimo de rendimiento de 95% del rendimiento anticipado, por debajo del cual el Epecista estaría en incumplimiento, a fin de garantizar un rendimiento acorde con el PPA.
- Problema #2: Los Acreedores temían de la posible obligación de reembolso del Deudor al Epecista y querían asegurar que el proyecto tuviera suficientes fondos para hacer dicho reembolso, además del pago de costo operacionales y la deuda.

# EPC y Financiamiento

- Solución #2: El requerimiento del 95% de rendimiento anticipado mitigó parte de este riesgo, pero los Acreedores optaron por retener fondos en las cuentas del proyecto para asegurar estos pagos:
  - El pago de los Honorarios por Desarrollo (*Development Fee*) se aplazó hasta después de las pruebas en el 2o aniversario de la Fecha de Aceptación Provisional
  - Se creó una cuenta de pagos extraordinarios para depósito de estos pagos, los cuales se liberarían al Epecista únicamente con la certificación del Ingeniero Independiente. Si no, serían aplicados al pre-pago de la Deuda.
- Problema #3: La tarifa del PPA sería reducida por (i) retraso en la construcción que resultara en retraso en el Plazo Límite de Instalación o (ii) e incumplimiento con el requerimiento del 20% mínimo de contenido nacional. Esta penalidad sería cubierta por el Epecista, pero la PC estaba sujeta a un techo individual y uno agregado.
- Solución #3: Todos los pagos de penas convencionales bajo el EPC se depositan en una cuenta controlada desde la cual se harían pagos de las penalidades bajo el PPA. Además, se acordó que el techo agregado no aplicaría a la PC por contenido local. Los Acreedores se quedaron satisfechos con el techo individual.

# EPC y Financiamiento

- Problema #4: Cualquier orden de cambio le daba derecho al Epecista a un ajuste en el valor del Contrato más un 10% adicional del valor del ajuste realizado. El Epecista podría rehusar una orden de cambio bajo ciertas circunstancias, incluyendo si resulta en un incremento del precio del contrato mayor a “X”% o si impactaba el itinerario de construcción por más de “Y” días.
- Problema significativo para los Acreedores, pues no había seguridad en los costos del proyecto y no era claro de dónde saldrían los fondos para el pago de estas cantidades, ya que los Promotores no estaban dispuestos a cubrirlos.
- Solución #4: Se modificó la cláusula de manera que, si el cambio estaba fuera del control del Deudor (e.g., caso fortuito o fuerza mayor, cambio en la ley, descubrimiento de restos arqueológicos) el Epecista (i) no podría rehusar la orden de cambio y (ii) no tendría derecho al 10% adicional.

# Recurso Limitado a los Promotores

- El Promotor principal no contaba con fondos suficientes para cubrir el nivel de apalancamiento durante construcción y buscó la inversión de un fondo
- El fondo realizó un préstamo subordinado para capital
- Cambio de control: se permitió la cesión de acciones al fondo en caso de un incumplimiento en el pago de la deuda subordinada
- Obligación de los promotores de contribuir fondos *pari passu* con los desembolsos de la Deuda. Se requirió de ambos Promotores la entrega de garantías líquidas (cartas de crédito) para garantizar estas obligaciones