



PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0

Generación distribuida

Caso de Estudio: California



Contenido

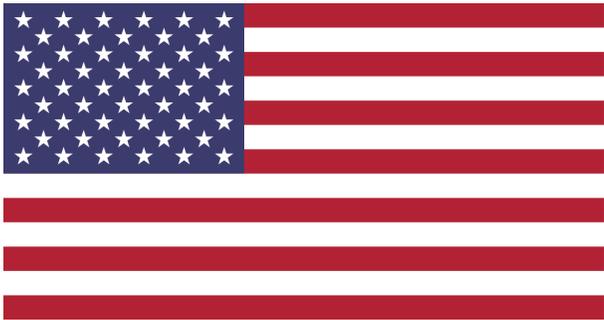
- Generaci3n distribuida en California
- Estadísticas
- Marco regulatorio
- Norma para suministro de productos
- C3digo de red
- Requisitos para Generaci3n distribuida
- Estudios de conexi3n



¿Qué se considera generación distribuida en California?

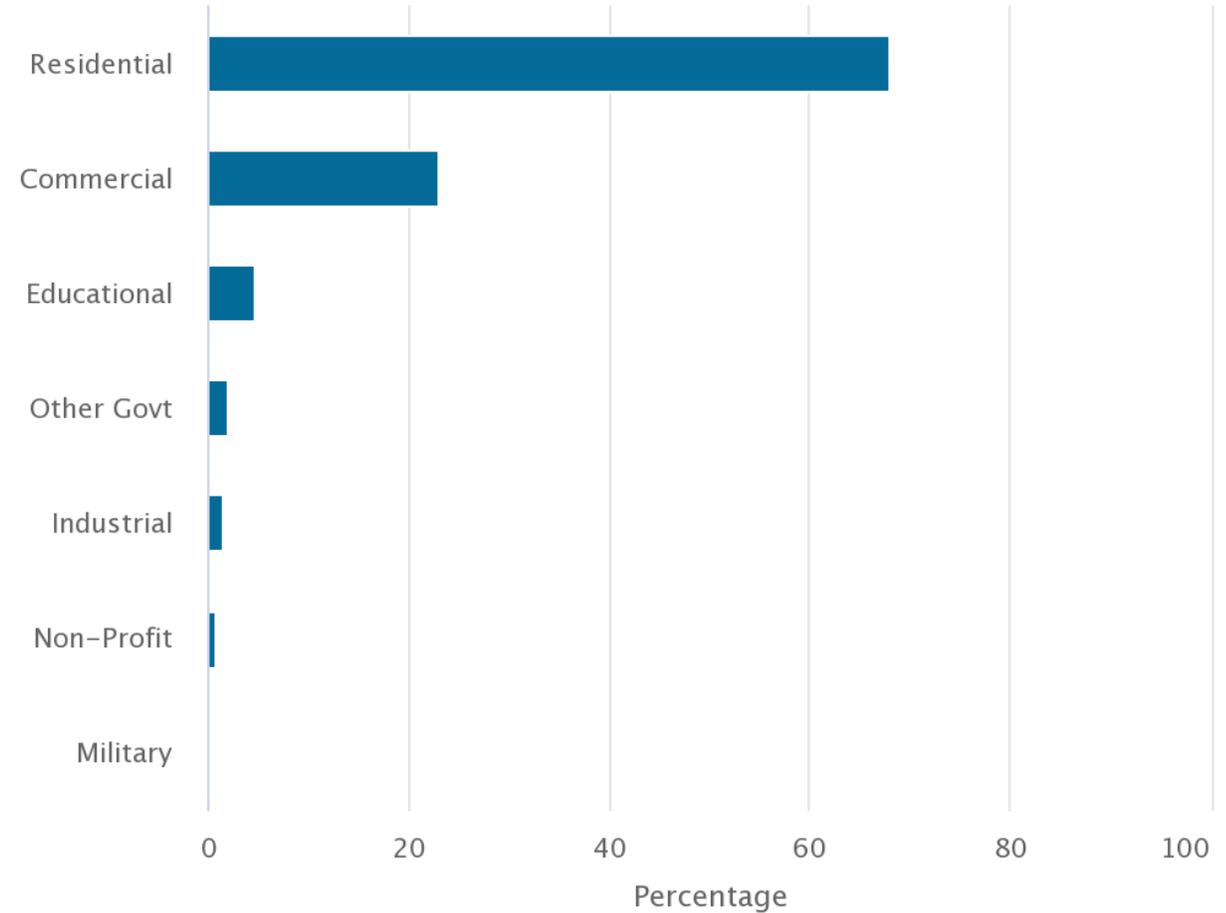


- ↓ Generadores menores a 20 MW*
-  Conectados en la red de distribución
-  En baja o media tensión



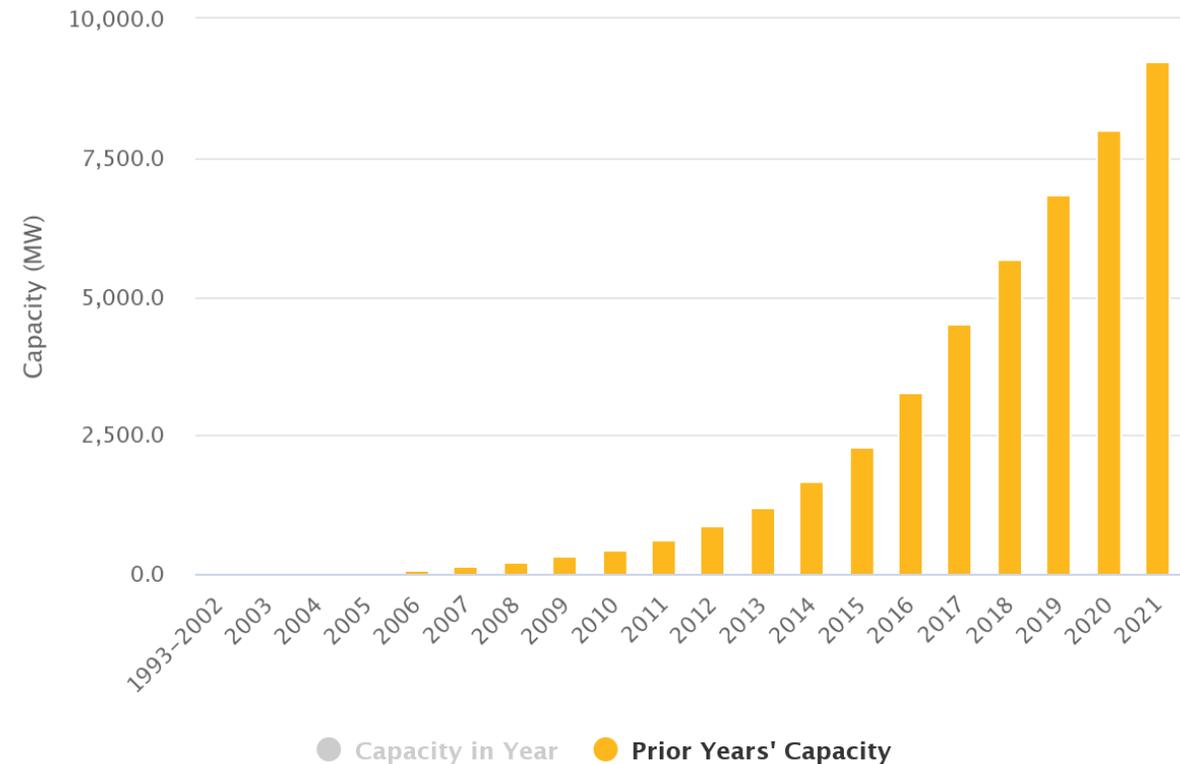
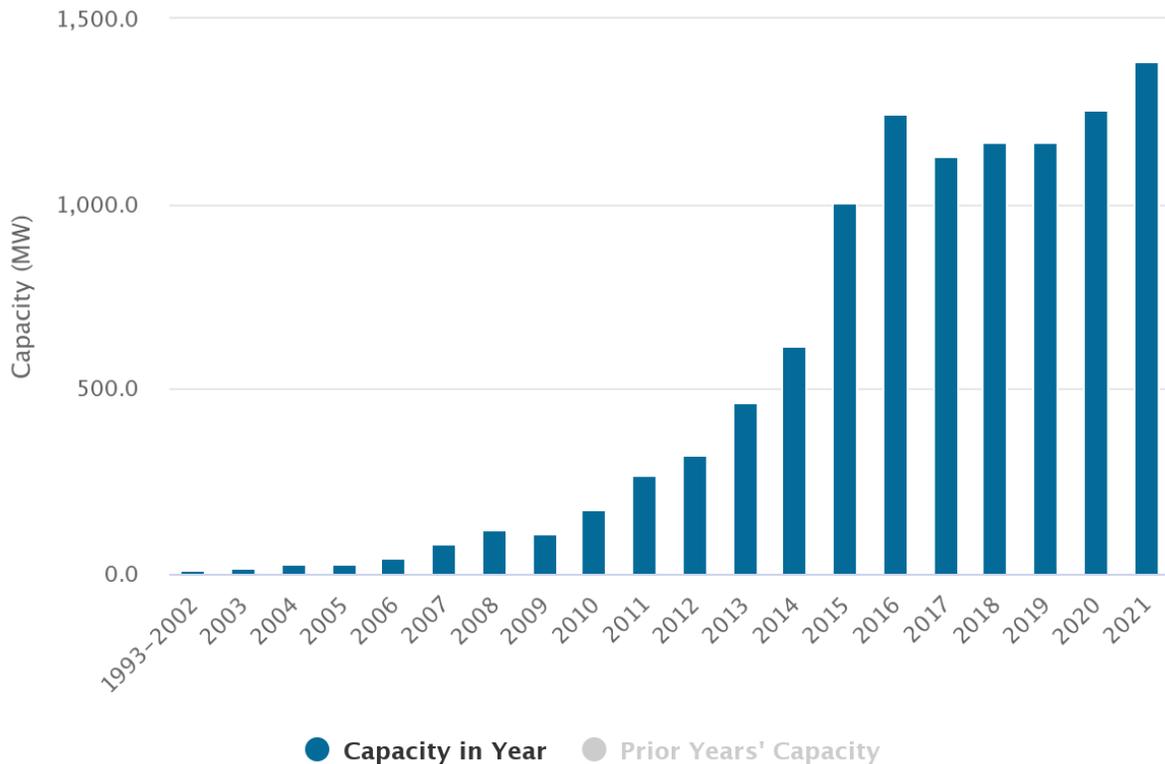
Contexto de California

- Capacidad total instalada*: 11 640 MW
- Total de contratos de interconexión: 1 368 764

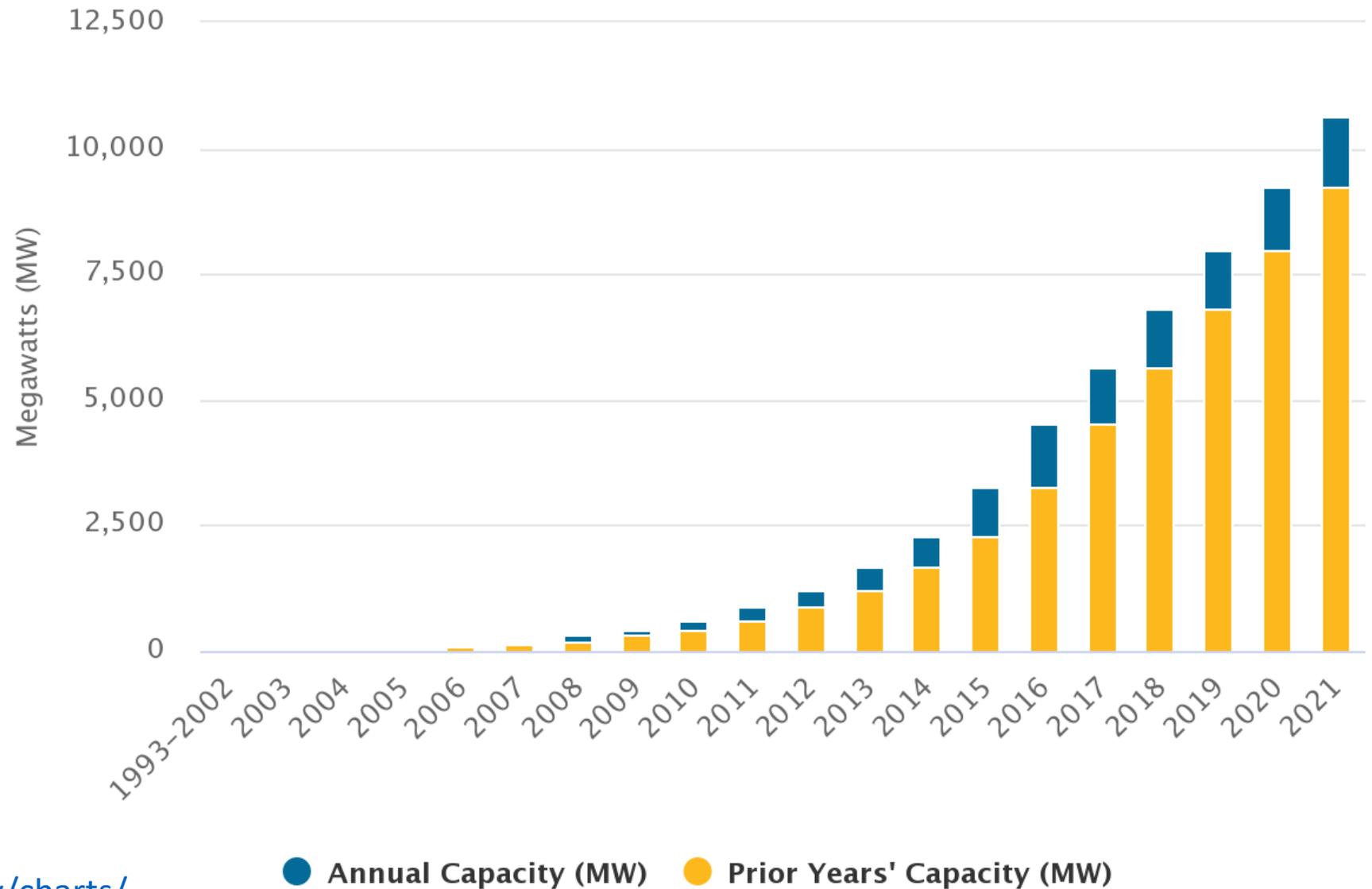


Generación distribuida en el tiempo

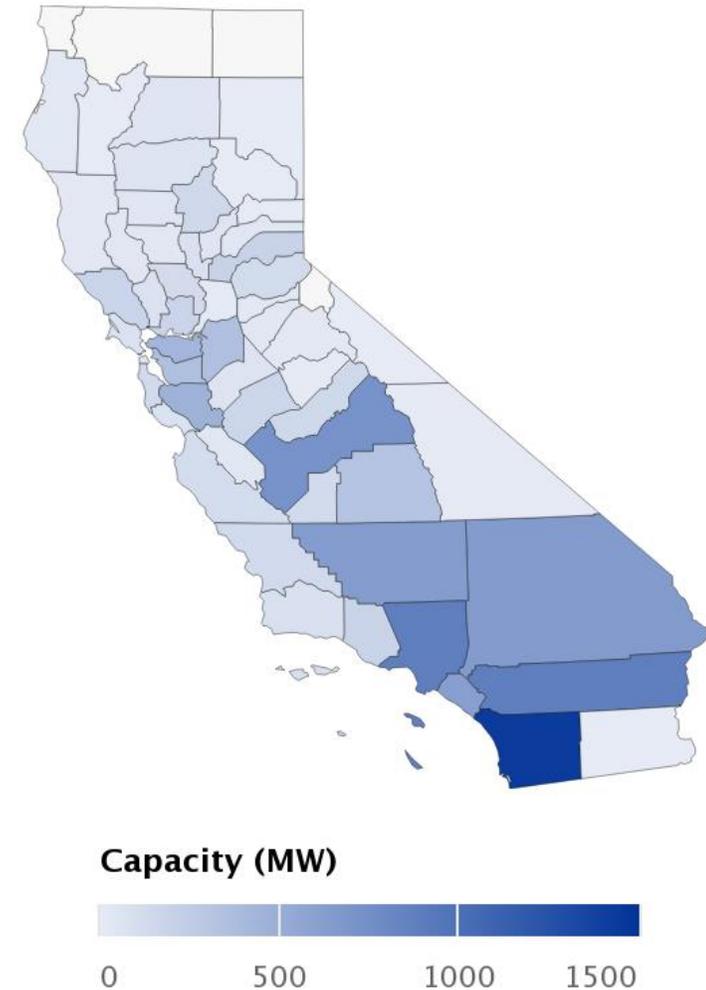
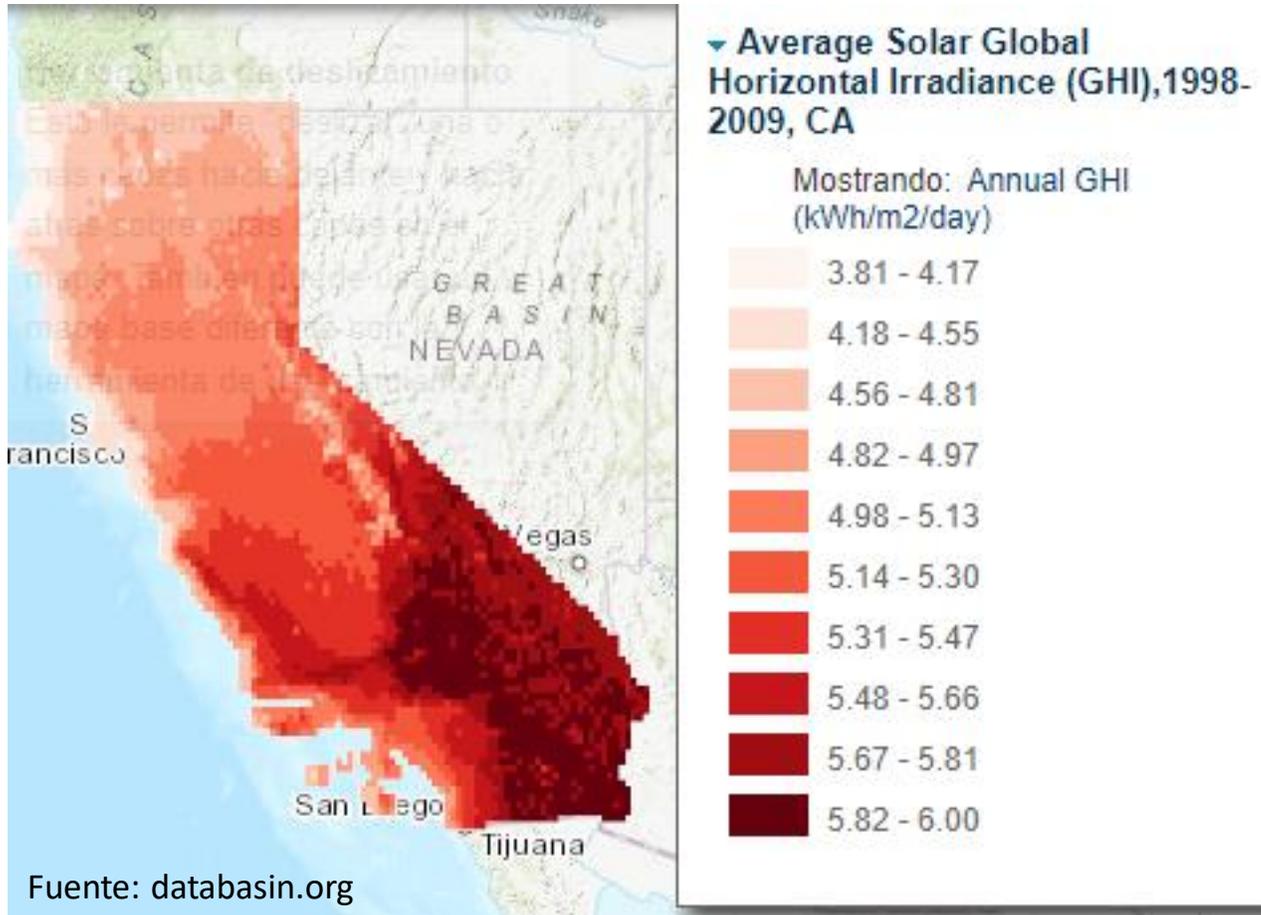
- Capacidad total instalada: 11 640 MW
- Total de contratos de interconexión: 1 368 764



Generación distribuida en el tiempo



Distribuci3n geogr3fica de la generaci3n distribuida



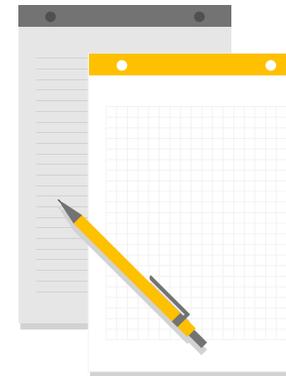
Marco Regulatorio

- Regulada desde el año 2000 por la comisión de servicios públicos de California, mediante la [Regla 21](#).
- Se actualiza constantemente con los avances tecnológicos, la última versión es del 2021
- La primera versión se adoptó en 1982.



CALIFORNIA

Public Utilities Commission



Regla 21

Describe los requisitos de interconexión, operación y medición para que los generadores distribuidos se conecten al sistema de distribución de una empresa de servicios públicos.

Se adoptó en 1982

- Para satisfacer necesidades de pequeños generadores.
- Renovables y no renovables.

En 1999 se rediseñó

- En colaboración con la Comisión de Energía de California.
- Se establece un análisis de ingeniería más estandarizado.
- Proceso más transparente
- El objetivo principal es el autoconsumo.
- Nace la "Revisión inicial"
- Se busca identificar si generadores ocasionará problemas en la red.

Entre 1999 y 2011 se dieron decenas de miles de interconexiones

- Generadores buscaban exportar parte de la generación
- Existían lagunas en la tarifa para nuevas tecnologías como el almacenamiento

En el 2011 se abre la Reglamentación (R.) 11-09-011

- Se buscaba: "abordar las cuestiones clave de política y técnicas esenciales para una interconexión oportuna, no discriminatoria, rentable y transparente"



CALIFORNIA

Public Utilities Commission



Regla 21



En el 2012 se adoptó un acuerdo de conciliación

- Se determina la “revisión rápida”
- Se establece el estudio detallado para generadores más complicados.

En el 2014 se adapta para requerir inversores inteligentes

En el 2016 se crea guía de costos

- Se mejora el proceso de interconexión
- Se mejora el proceso de interconexión para almacenamiento

En el 2017 se considera la racionalización de las interconexiones

- Se incorporan herramientas de análisis de capacidad de alojamiento
- Las herramientas puede agilizar más el proceso de “revisión rápida”



CALIFORNIA

Public Utilities Commission



Marco Regulatorio

En la Regla 21 se incluye:

- Procedimientos y plazos para la revisión de solicitudes.
- Montos de tarifas para procesar solicitudes y realizar estudios de impacto
- Formularios de solicitud y acuerdos
- Asignación de costos de interconexión
- Disposiciones específicas para instalaciones con medición neta de energía
- Parámetros técnicos operativos
- Criterios de certificación y pruebas
- Requisitos técnicos para inversores
- Requisitos de medición y monitoreo
- Procedimientos para la resolución de disputas



CALIFORNIA

Public Utilities Commission

Cada compañía de distribución la administra y puede crear su propia versión.

Normas para Suministro de Productos

- Certificación de pruebas de la Regla 21 mediante laboratorio acreditado.
- Laboratorio debe proveerle al fabricante la siguiente información:
 - Fecha de certificación
 - Número de modelo del equipo certificado
 - Procedimientos de prueba realizados
 - Valores nominales del equipo (kV, kW, Amps, factor de potencia, etc.)
 - Corriente máxima de falla disponible del equipo.
 - Corriente DC inyectada
 - Corriente in-rush (de arranque)
 - Certificación de no exportar energía a la red
 - Certificación de protección anti-isla
 - Control Volt-VAr y Volt-Watt en inversores
 - Pruebas de sincronización
 - Pruebas de disparo (protecciones)



Código de Red

Se debe cumplir con las siguientes certificaciones:

- UL-1741
- Límites de parpadeo según IEEE 519-1992
- Armónicos según IEEE-1547

Generadores síncronos:

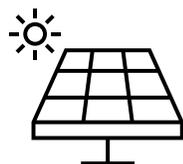
- Deben tener interruptores trifásicos con control electrónico o electromecánico.
- Deben trabajar en modo control de factor de potencia, no de tensión.
- Unidades con capacidad inferior a 10 MW no requieren el uso de estabilizadores de sistema de potencia.

Las unidades de 30 kVA o menos deben operar de manera continua con tensiones de +/- 5% de la tensión nominal de la red.

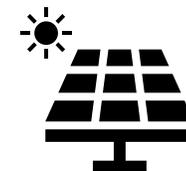
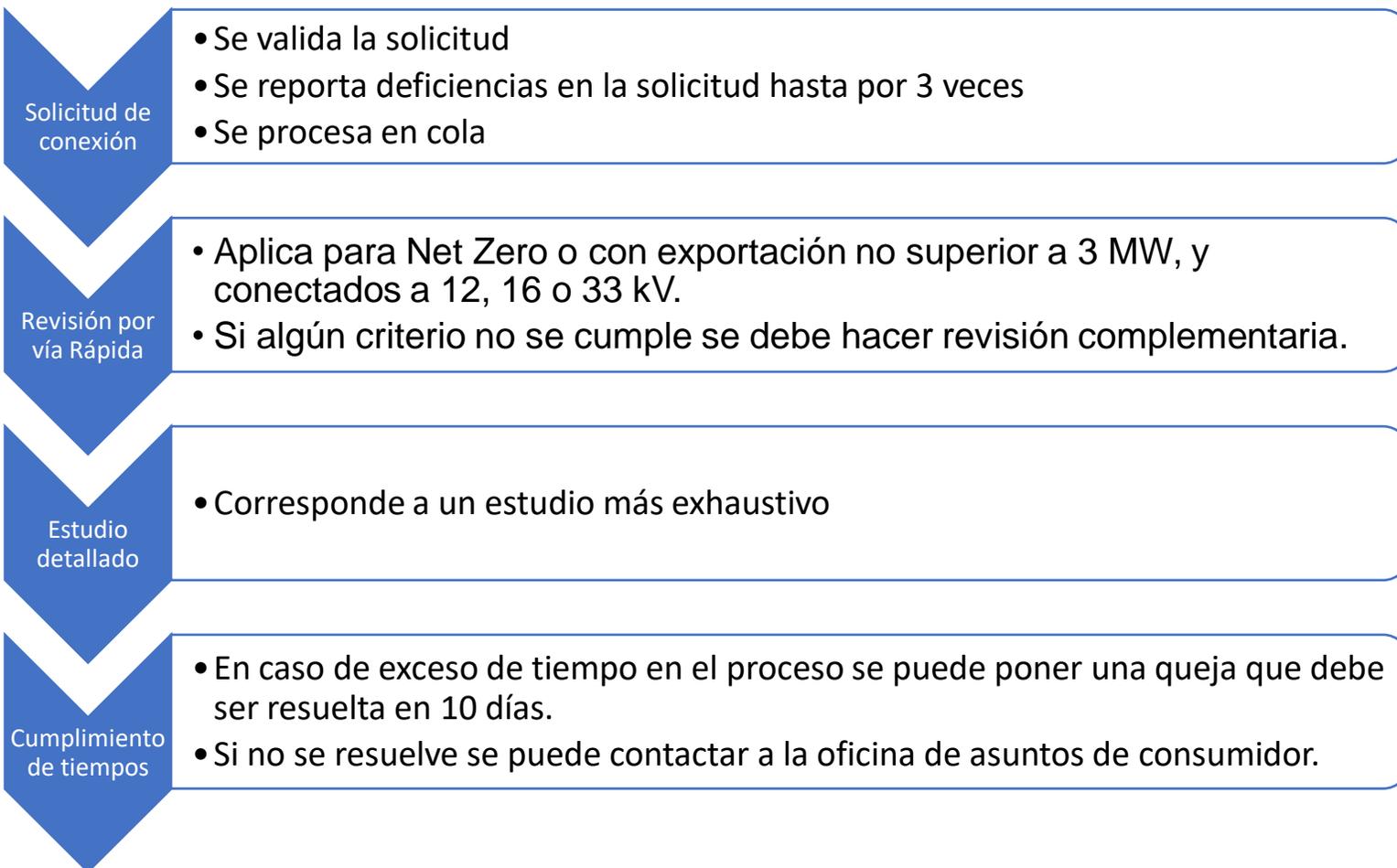
Las unidades mayores a 30 kVA, deben asegurar operación para tensiones de 88% hasta 110% de la tensión nominal.

no deben inyectar corriente directa superior a 0,5% de su corriente nominal

Proceso de interconexión



El proceso podría variar levemente dependiendo del operador de la red.

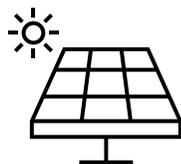


Requisitos para la GD



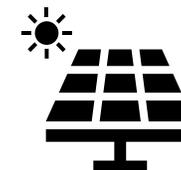
Revisión Rápida:

- Aplica para Net Zero o con exportación no superior a 3 MW, y conectados a 12, 16 o 33 kV.
- Si alguno criterio no se cumple se debe hacer revisión complementaria.



Algunos de los criterios:

- ¿Se conectará a red secundaria?
- ¿El equipo está certificado por un laboratorio acreditado a nivel nacional?
- ¿La caída de tensión por la interconexión del generador será inferior a 2,5% o 5% en media y baja tensión respectivamente?
- ¿La capacidad instalada de generación en el lugar de conexión superará la capacidad del transformador aguas arriba?
- ¿el sistema no causará desbalance entre los conductores vivos del sistema trifilar?
- ¿La contribución de corriente de cortocircuito está dentro de los límites permitidos? Este criterio no aplica a unidades de 11 kVA o menos.
- ¿No se excede la capacidad de interrupción de algún elemento de protección como interruptor, recloser o fusible?
- ¿La configuración de línea es compatible con el tipo de interconexión?
- ¿El generador exportará potencia a la red eléctrica?
- ¿La capacidad del generador es de 11 kVA o menos? En caso afirmativo se reduce el número de criterios por evaluar.
- ¿La capacidad del generador es de 500 kVA o menos? En caso afirmativo se reduce el número de criterios por evaluar.
- ¿La capacidad instalada de GD en una sección de línea es inferior al 15% de la demanda en esa sección? En caso negativo se requieren estudios complementarios.



Requisitos para la GD

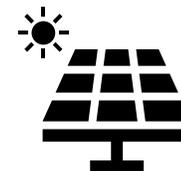
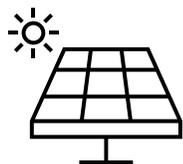


Revisión Complementaria:

- Si algún criterio de la diapositiva anterior no se cumple se debe hacer revisión complementaria.

Algunos de los criterios:

- ¿La capacidad instalada de GD en una sección de circuito es inferior a la demanda mínima en esa sección durante los últimos 12 meses?
- ¿Se puede garantizar regulación de tensión en la sección del circuito?
¿Se puede determinar que las fluctuaciones de tensión no superarán los límites establecidos en la norma IEEE 1453 o su equivalente?
- ¿La ubicación del generador propuesto o la capacidad agregada en la sección del circuito crea impactos en la seguridad y confiabilidad sin necesidad de realizar un estudio detallado?

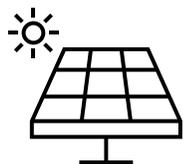


Requisitos para la GD



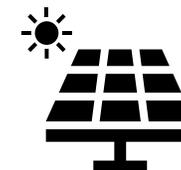
Revisión detallados:

- cuando las unidades no entran dentro de los requisitos para revisión rápida o no cumplieron los criterios de la revisión inicial y complementaria del proceso *fast-track*.



Algunos de los criterios:

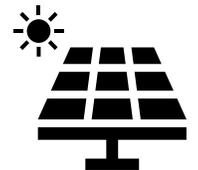
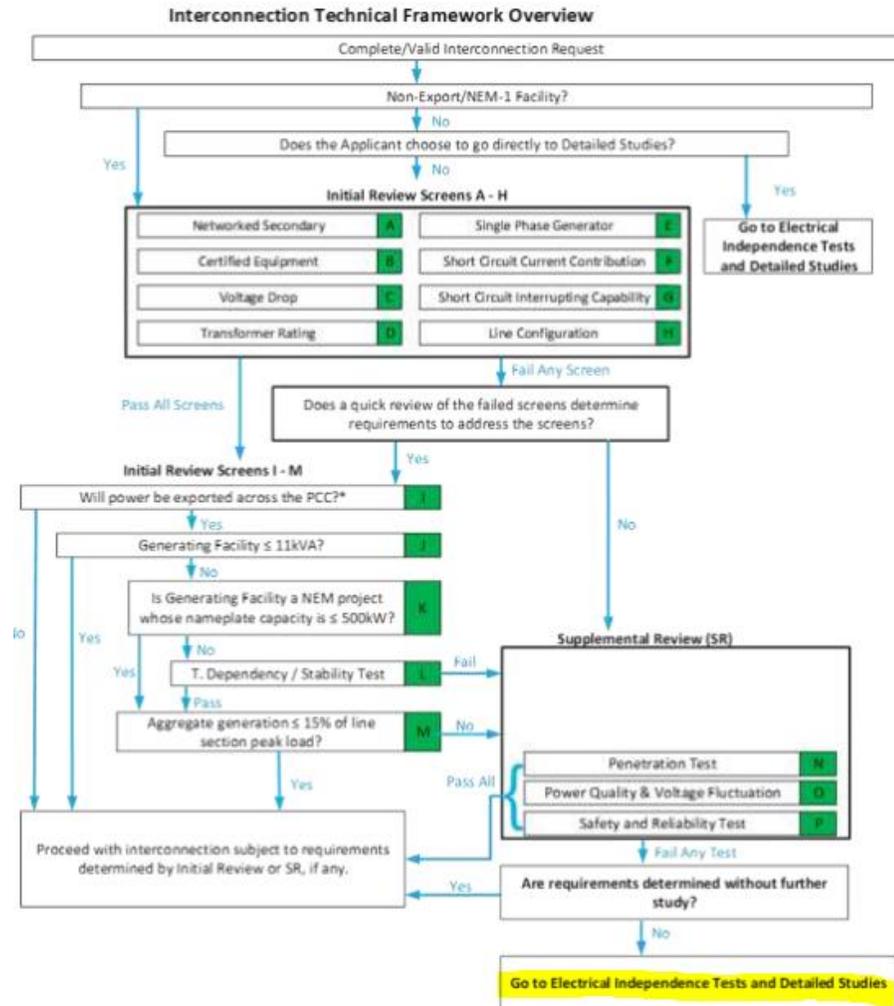
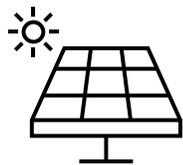
- ¿La solicitud de interconexión es eléctricamente independiente de la red de transmisión? Esto es algo que se valora con el operador de transmisión y para solicitudes de interconexión de varios MW.
- ¿La solicitud de interconexión es independiente de otras solicitudes en espera de conexión a la red de distribución?



Requisitos para la GD



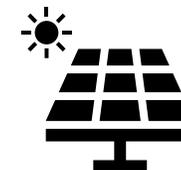
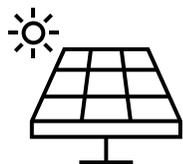
Proceso de revisión técnica



Costos de estudios de interconexión



Las unidades de 1 MW o menos bajo la figura de medición neta no deben pagar por estudios de interconexión. Unidades de mayor tamaño, los interesados deben pagar el costo del estudio de interconexión.



Perspectivas de la generación distribuida en América Latina



Aspectos técnicos y regulatorios de la generación distribuida

Common Utility Concerns for DERs

- Voltage Regulation
- Protection coordination
- Reverse power flow
- Unintended islanding
- Increased equipment line duty
- Secondary network reliability
- Variability due to clouds
- Capacitor switching
- Impacts from multiple technologies

Muchas gracias por su atención

Jairo Quirós-Tortós
Universidad de Costa Rica
jairoquirotortos@ieee.org

Abdenago Guzmán Ledezma
Consultor
nagoguzle@gmail.com



