



Códigos de conexión a la red y estudio del cumplimiento de los códigos de red

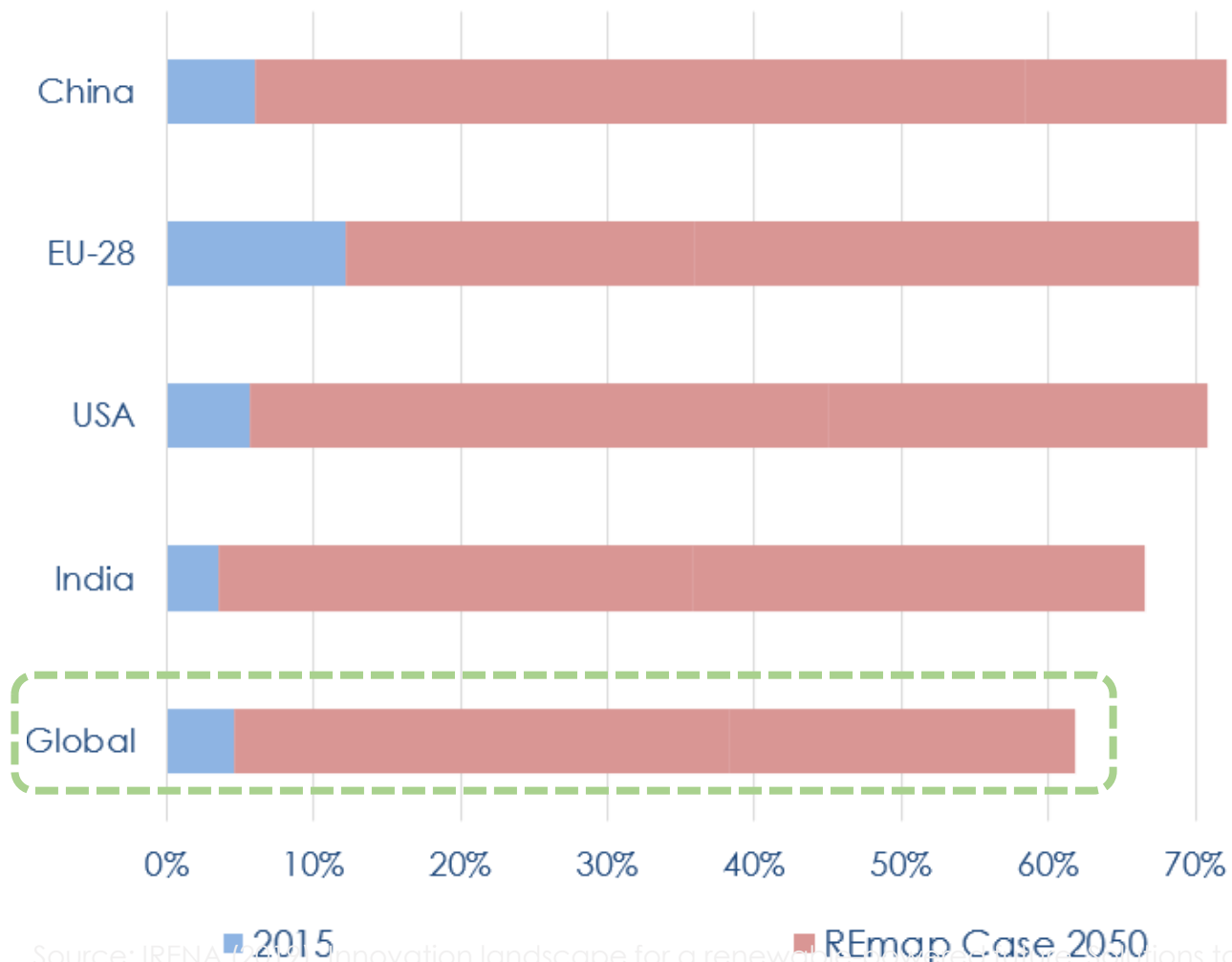
TALLER VIRTUAL REGIONAL
“INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES A LA RED
EN LATINOAMERICA”

Francisco Boshell, Arina Anisie, Gayathri Nair
28 de octubre de 2020



Eólica y Fotovoltaica en el corazón de la transición energética

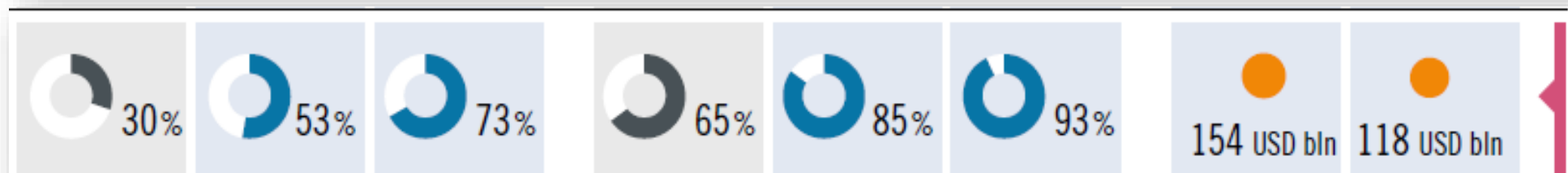
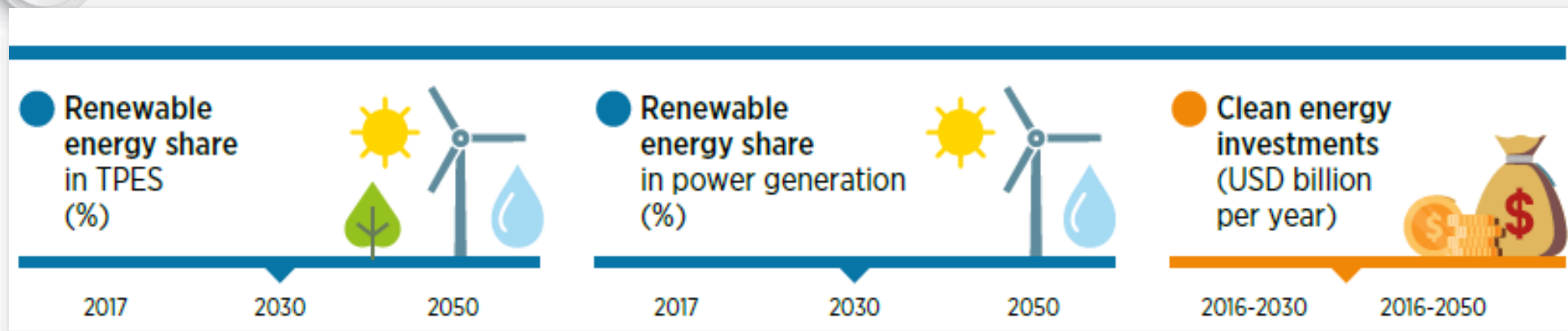
Participación de energías renovables variables en generación electricidad (%)



> 60% de participación de ERV a 2050

- Eólica y FV son variables (intermitentes)
- El reto hoy es integrar ERV de manera masiva al menor costo para el sistema.
- **Flexibilidad es la clave**

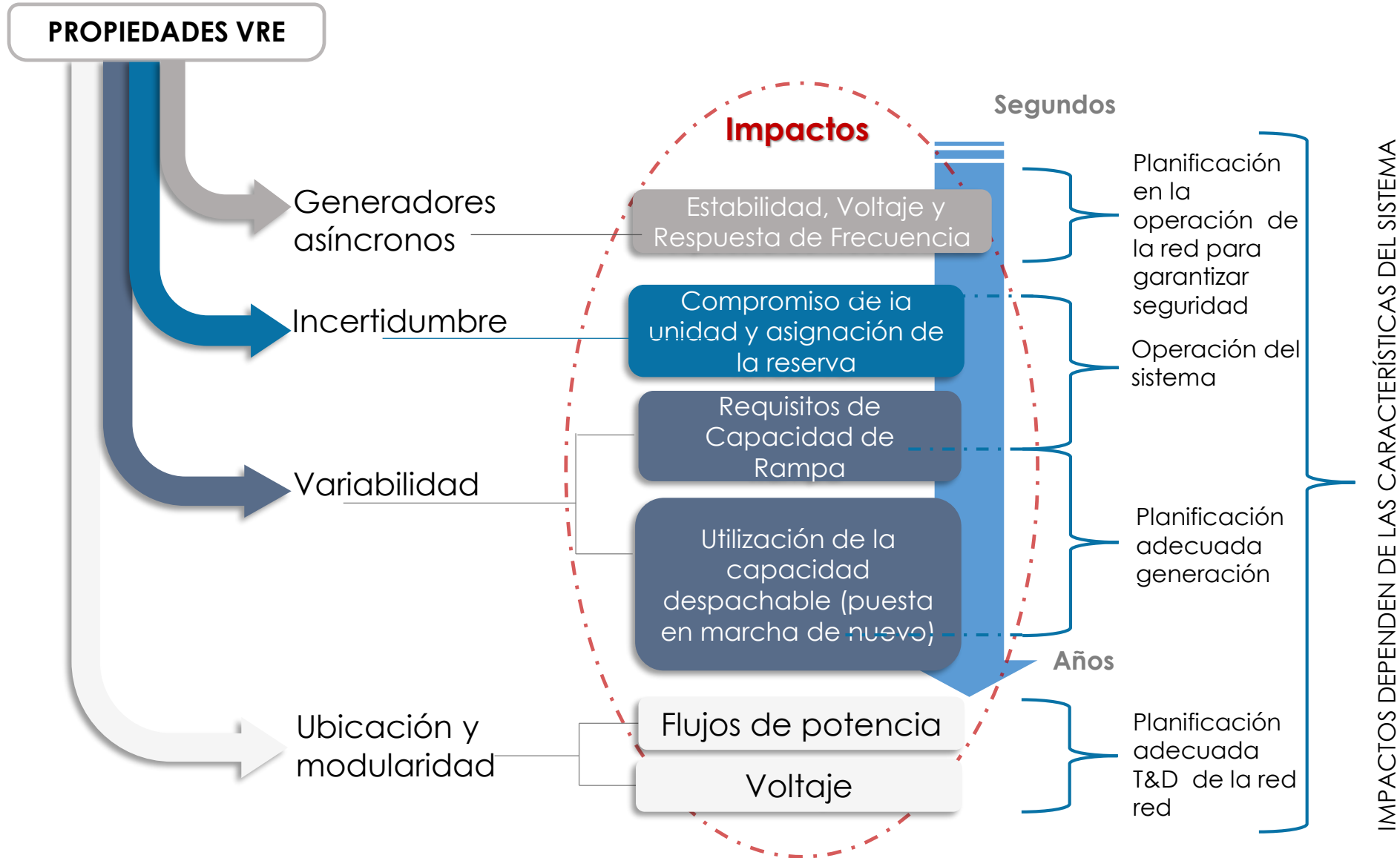
Ruta del escenario de transformación energética de IRENA para América Latina y el Caribe



Fuente:
<https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>

ERV serian mas del **50%** de la generación eléctrica a 2050

Identificando los desafíos



Reglas claras para hacer frente a los desafíos

Los **códigos de red** establecen las reglas y los requisitos técnicos para el funcionamiento del sistema de energía y del mercado energético.

Tipos de códigos de red

Códigos de Conexión

- Código de Conexión del Generador
- Código de Conexión de la Demanda
- Código de Conexión HVDC

El reporte se enfoca en Código de Conexión del Generador de VRE

Códigos de Operación

- Código Operacional de Seguridad
- Código Operacional de Planificación y Programación
- Código de Control de Frecuencia de Carga y Reservas

Códigos de Planificación

- Código de Planificación del Generador
- Código de Planificación de la red

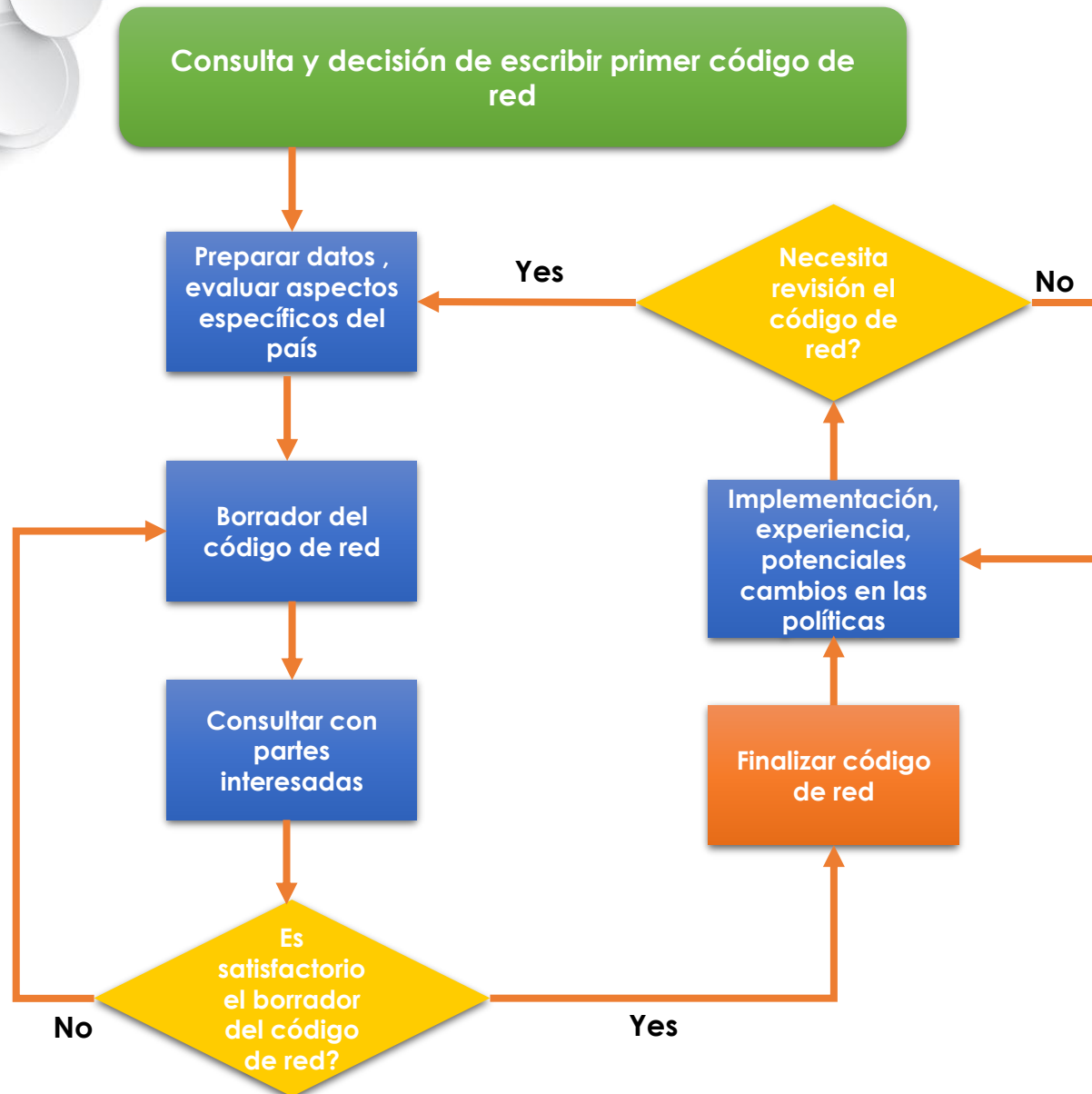
Códigos de Mercado

- Código Regulaciones del Mercado
- Asignación de Capacidad de la Red y Código de Gestión de la Congestión
- Código de Balance de la Red

Los diferentes tipos de códigos de red facilitan:

- Flexibilidad operativa (requerida por una generación de VRE creciente)
- Estabilidad operativa
- Seguridad y calidad del suministro
- Mercados al por mayor que funcionan bien

Desarrollo e implementación del código de conexión de red de VRE



Todos las partes interesadas en cuestiones de códigos de red deben participar en el proceso:

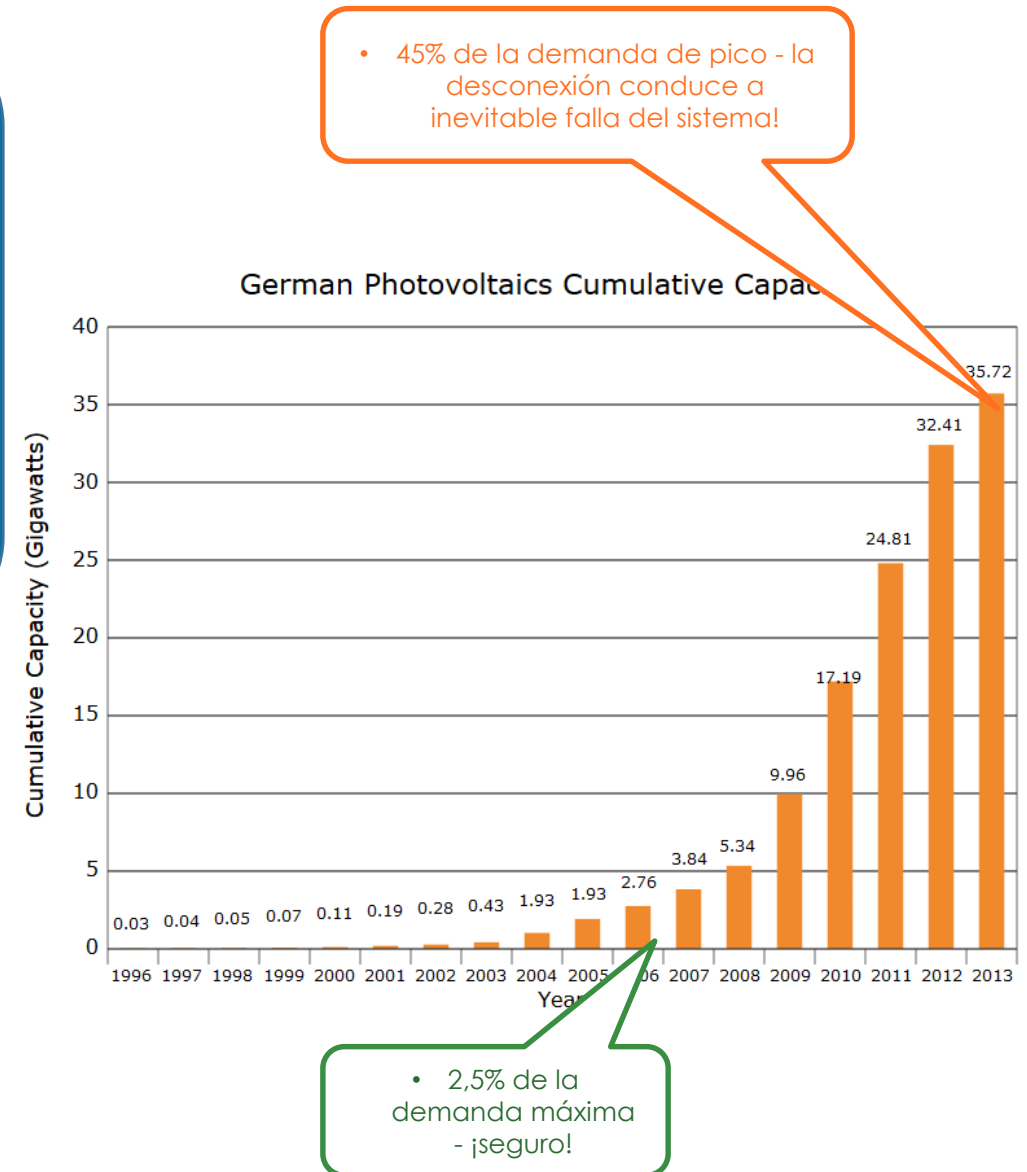
- Responsables políticos
- Propietarios / operadores de generadores
- Operadores de red
- Reguladores
- Generador y fabricantes de activos de la red
- Dependiendo del alcance: los consumidores

¡Un proceso de revisión fiable y previsible es importante para la planificación de redes y generadores!

Alemania 50.2 Hz

- Los requisitos muy estrictos pueden impedir alcanzar los objetivos de la política energética.
- Los requisitos pocos exigentes pueden causar problemas de fiabilidad o estabilidad si las instalaciones renovables no satisfacen las expectativas.
- Los procesos de revisión bien estructurados del código de red son cruciales.
- ¡Anticipe las necesidades de un sistema dinámico!

- Todos los generadores fotovoltaicos debían desconectarse de la red si la frecuencia excedía los 50,2 Hz
- El aumento de las instalaciones fotovoltaicas superó todas las expectativas
- La desconexión de todos los generadores fotovoltaicos al mismo tiempo puede conducir a la pérdida de demasiada generación
- El código de la red tenía que ser revisado, las instalaciones necesitaban ser adaptadas



Restricción potencia activa Delta - Dinamarca

2014 - energía eólica generada fue igual al **40% de la demanda** eléctrica anual → muchas horas en el año cuando la **generación eólica excedía la demanda eléctrica**.



Las **restricciones de potencia activa Delta** requieren que la planta reduzca su potencia activa de salida por debajo de la potencia disponible. Así puede proporcionar un ascenso en las reservas y ayudar a regular la frecuencia cuando esta cae por debajo de la nominal.



Dinamarca **incluyó la funcionalidad de control delta en el código danés de la red eólica**.

Se requiere para todas las centrales eólicas con una potencia de salida total de más de **25 MW** en el punto de conexión.

El control de Delta por lo general solo se proporciona cuando **la generación de viento es alta**.



Determinación de requisitos técnicos

El proceso de determinar los requisitos implica **estudios que investigan las necesidades** del sistema eléctrico. Los requisitos deben considerar las capacidades de los sistemas generadores disponibles para no obstaculizar el proceso de integración de VRE.

Generalmente se necesitan los siguientes estudios:

Estudio de flujo de carga para investigar las capacidades de potencia reactiva de los generadores

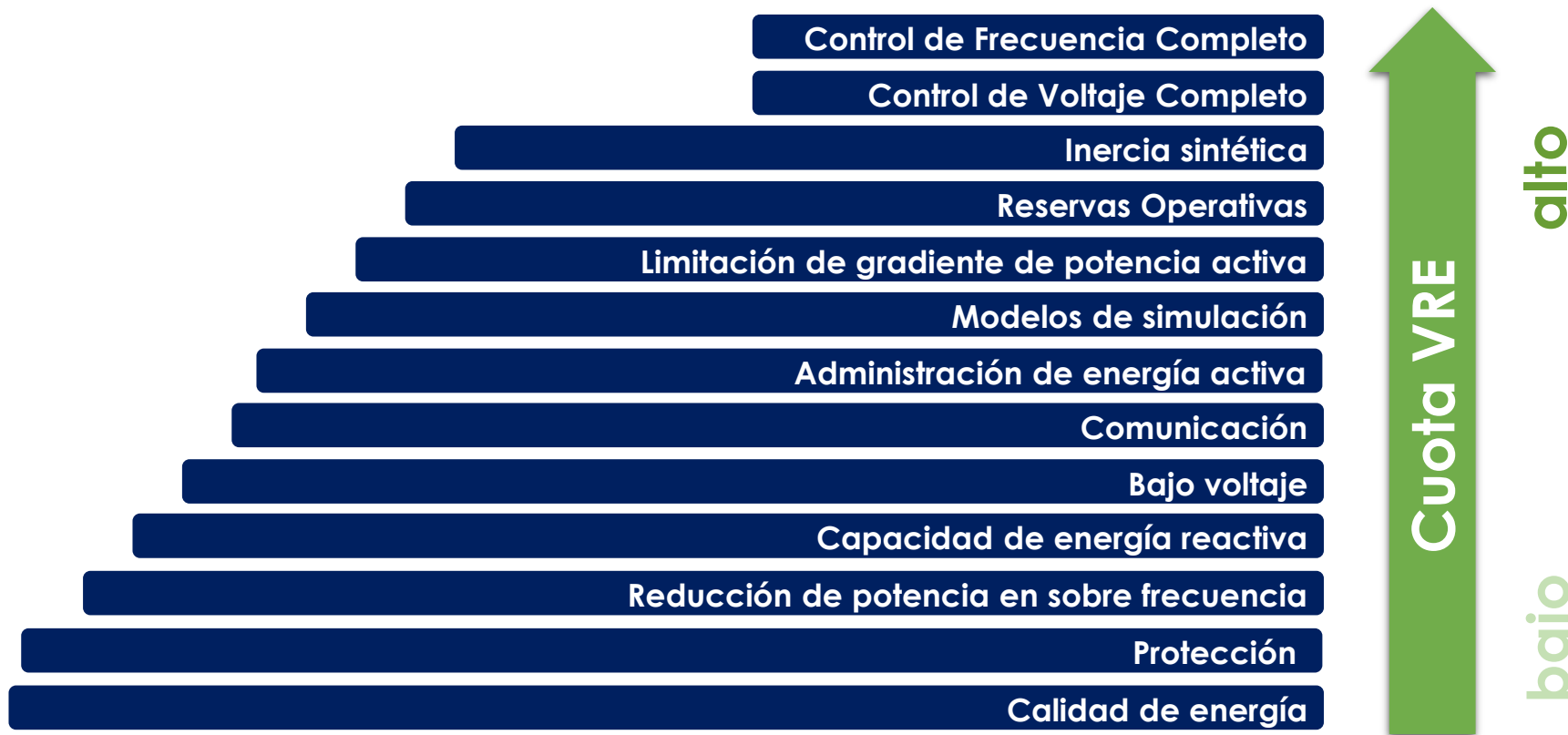
Estudios de cortocircuito estáticos y dinámicos para evaluar la protección y los requisitos LVRT,

Estudios de control de frecuencia de carga para requisitos de reserva y limitaciones de gradiente, idealmente incluyendo estudio de estabilidad de frecuencia.

Esta lista sólo incluye estudios en el contexto de la parametrización del código de red para VRE, **debe agregarse a lista** los estudios que se deben realizar para la planificación y operación del sistema.

Requisitos Técnicos - ¿Cuándo son necesarios?

El punto más importante para definir ciertos requisitos técnicos para los generadores de VRE, es la cuota de VRE en el sistema:



Se pueden armonizar muchos requisitos entre países, lo que permite a los países unir sus recursos en áreas como la **certificación y facilitar a los fabricantes el acceso a más mercados**, lo que se traduce en menores costos para los consumidores.

El desarrollo de códigos de red regionales de ERV no reemplaza los códigos de red nacionales, sino que proporciona un marco común para los requisitos mínimos que deben cumplir todos los códigos de red nacionales.

Ejemplos de esos son:

- Los códigos de red **ENTSO-E** están destinados a armonizar y estandarizar los requisitos técnicos de los códigos de red europeos.
- Todos los TSO escandinavos utilizan el **Código de red nórdica**, principalmente para facilitar los intercambios de energía y servicios auxiliares.



Grid codes at European level

Network codes in Europe

Market codes

- capacity allocation and congestion management guideline (CACM GL - 2015)
- the forward capacity allocation guideline (FCA GL - 2016)
- the electricity balancing guideline (EB GL -2017)

Connection network codes

- the network code on requirements for grid connection of generators (RfG NC -2016)
- the network code on demand connection (DC NC -2016)
- the network code on requirements for grid connection of HVDC systems and direct current-connected power park modules (HVDC NC -2016)

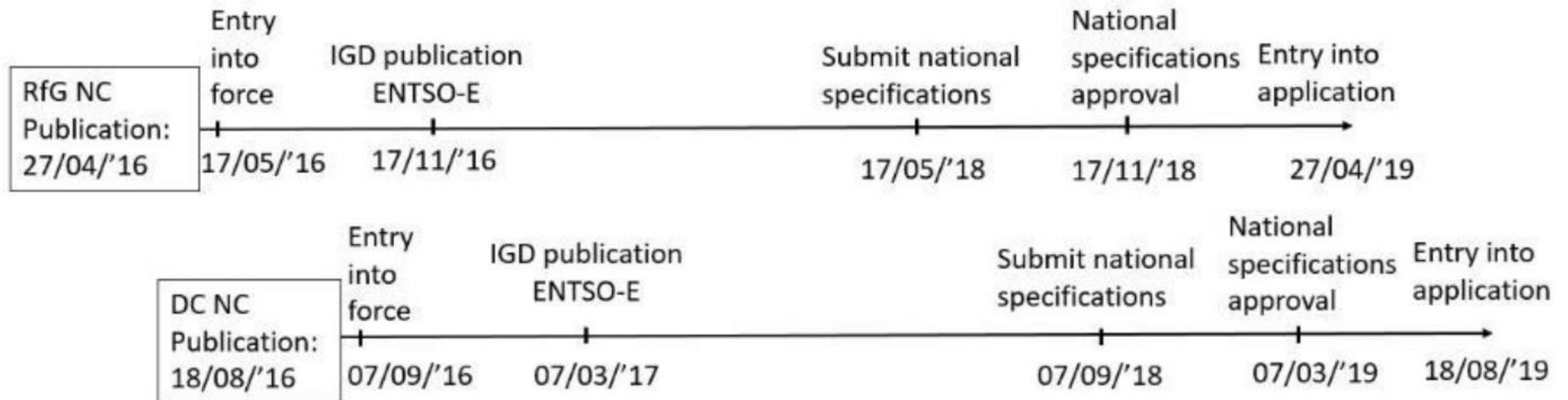
Operation codes

- the electricity transmission system operation guideline (SO GL -2017)
- the electricity emergency and restoration network code (ER NC -2017)

From regional to national grid codes

Many requirements need to be harmonised between countries in order to create fair competition between generators within a regional market.

- creates standards
- **resulting in lower costs for consumers**





Categorization of network codes

Dimensions

- Contribution to system stability
- When can I disconnect when system frequency/voltage drops, increases, changes rapidly
- What is expected from me when the system is being restored after a blackout and everybody needs to be reconnected

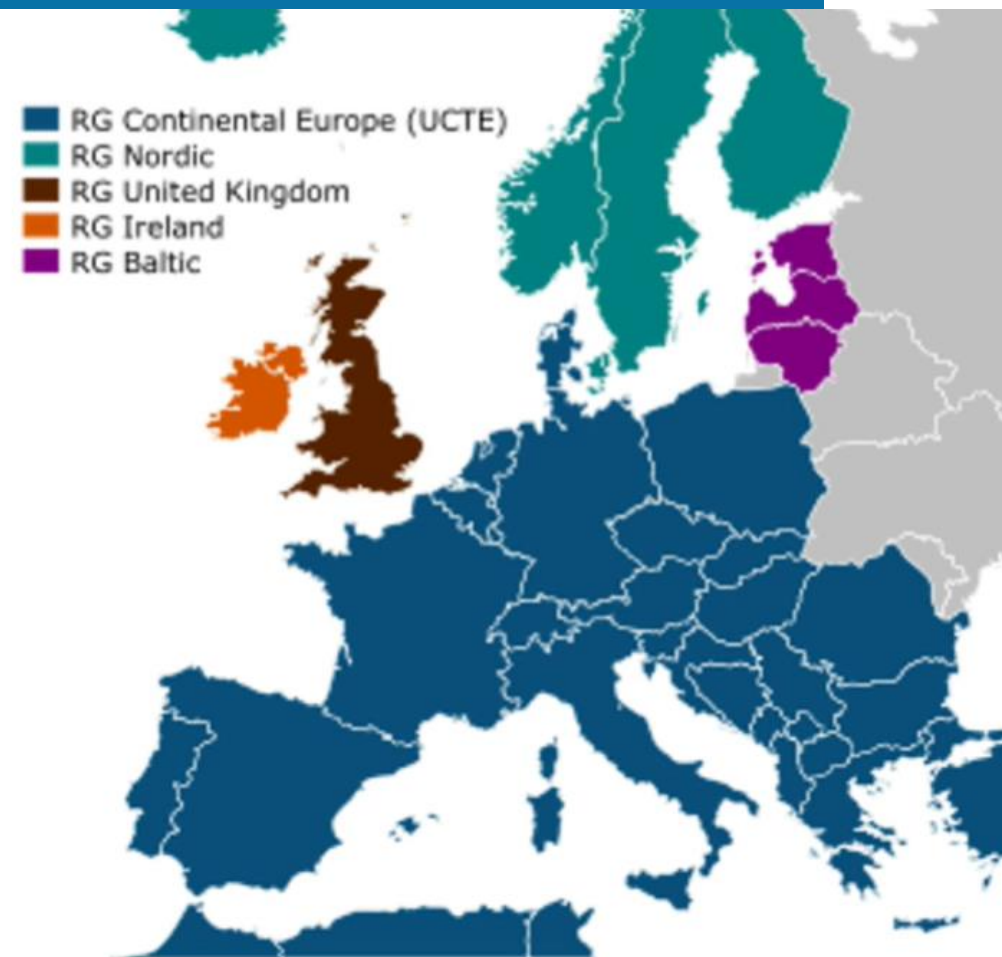
Types

- Frequency related requirements
- Voltage related requirements
- Resilience-related requirements

	Type A	Type B	Type C	Type D
Frequency ranges	X	X	X	X
Fault-ride-through capability		X	X	X
Operation in frequency sensitivity mode			X	X
Voltage ranges				X

Categorization of network codes

- In general, larger synchronous areas have higher thresholds



	A/B threshold	B/C threshold	C/D threshold
Netherlands	1 MW	50 MW	60 MW
France	1 MW	18 MW	75 MW
Austria	0.25 MW	35 MW	50 MW
Sweden	1.5 MW	10 MW	30 MW
GB	1 MW	10 MW	50 MW
Ireland	0.1 MW	5 MW	10 MW

Open questions for connection network codes in Europe

- The first generation of network codes does not cover storage (except PHS) – countries can treat storage differently at national level
- Possibility to create more connection points with lower MW to escape compliance
- Non-market based requirements vs market-based procurement

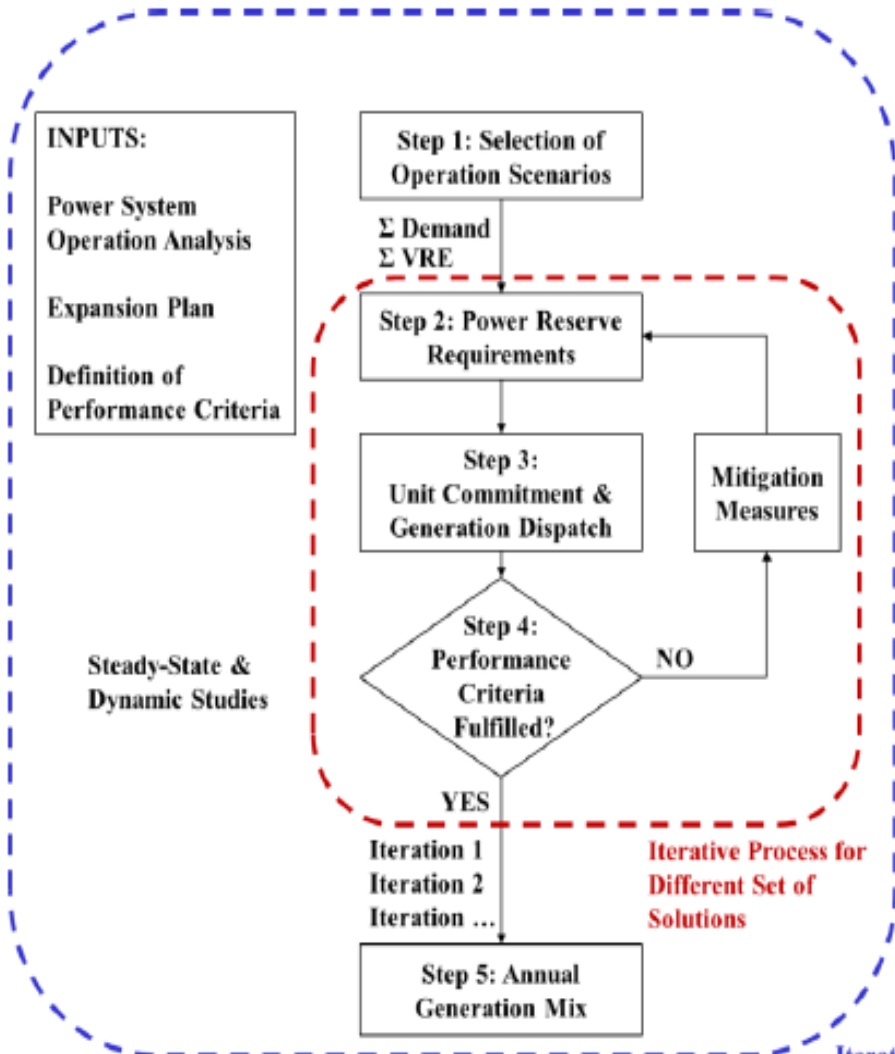
- Establishment of an entity of distribution system operators in the Union (EU DSO entity) to increase efficiencies in the electricity distribution networks and to ensure close cooperation with TSOs and ENTSO-E.
- A second generation of network codes is foreseen to specify rules in relation to demand response, including rules on aggregation, energy storage and demand curtailment



Grid code – Recommendations from Island grid assessments

Antigua- Methodology of study

Findings and Recommendations



Contingencies

- VRE generation to have voltage control capabilities with power factor range of ± 0.95
- Protection settings of VRE to be consistent with diesel and hydro power generation
- Update and re-define spinning reserves

Voltage stability

- VRE generation to have Fault ride through (FRT) and inject reactive power to contain the low voltage to local areas

Unit commitment and dispatch

- To implement an automatic and centralised unit commitment and generation dispatch

Impact on diesel generation

- Assess performance of diesel generators
- Curtailment

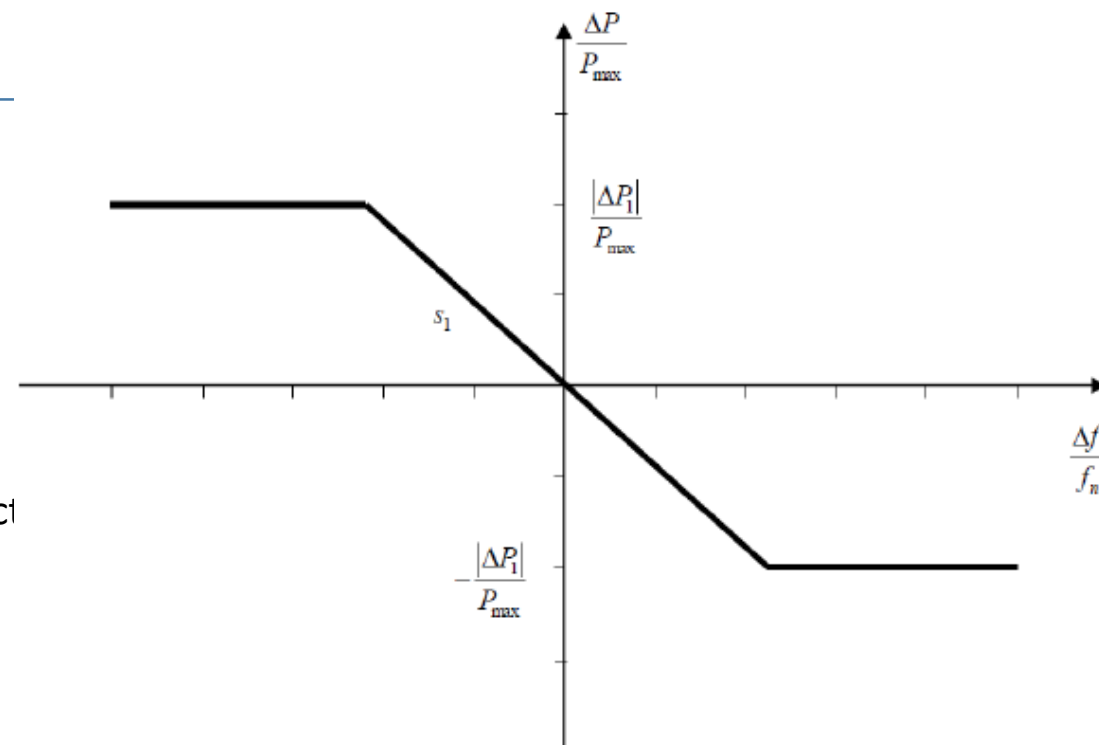
Frequency stability

Frequency regulation / Inertia

- Higher priority of dispatch to hydropower units
- Maximize higher inertia units online
- Frequency support in renewable energy generators by maintaining power reserve.
- Use BESS/ flywheel storage systems
- Modify VRE generation protection
- Modify UFLS scheme
- Protection settings consistent with the existing diesel and hydro protection characteristics
- Tradeoff between curtailment and inertia.
- Automatic dispatch mechanism
- Automatic generation control

Overfrequency

Active power reduction of the PV generators in case of overfrequency



Example of requirements for frequency response mode

Local voltage control from VRE

- The PV and Wind plants shall perform local voltage control.
- Generation units above 1MW of rated power to receive operational commands from the dispatch center.

Reactive power support from VRE

- Dynamic voltage support by injecting reactive current during the fault
- Upgrade or refurbish old VRE with automatic voltage control with power factor ± 0.95 .
- Include voltage control capabilities in VRE generation

Localized voltage control from the grid

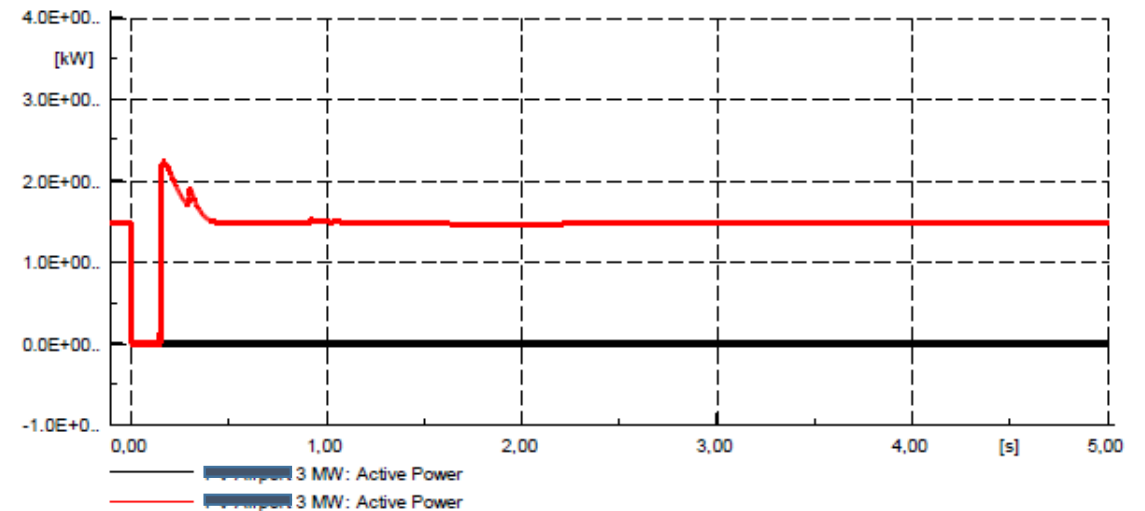
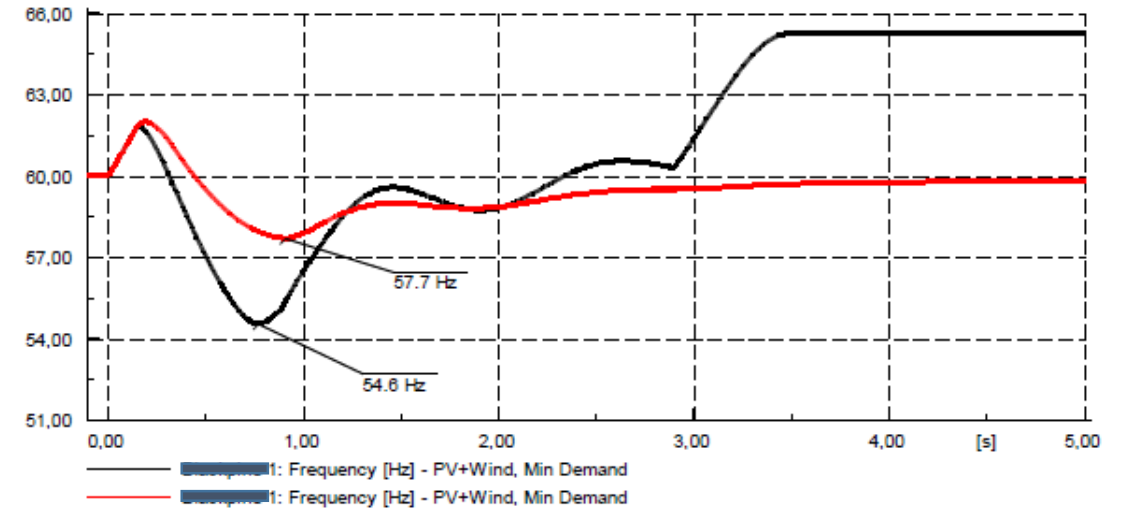
- Operation of reactive compensation devices to be analysed
- Refurbish old and Install new voltage compensation devices
- Priority in dispatch for diesel/hydro units
- Introduce tap changing transformers

Maintaining voltage constraints

- Modify voltage limits by revising grid codes
- Generation re-dispatch to avoid overloading of lines

Performance during contingencies

- Fault ride through (FRT) feature in VRE.
- Under- and Over-Voltage-Ride-Through (UVRT, OVRT) capabilities.
- Changing voltage
- Retrofit of existing plants
- Reinforcing the grid
- Power reduction feature in VRE in case of over frequency



Comparison for system response after fault with FRT (red line) and without FRT (black line)

TRANSFORMING SMALL-ISLAND POWER SYSTEMS

TECHNICAL PLANNING STUDIES FOR
THE INTEGRATION OF VARIABLE RENEWABLES



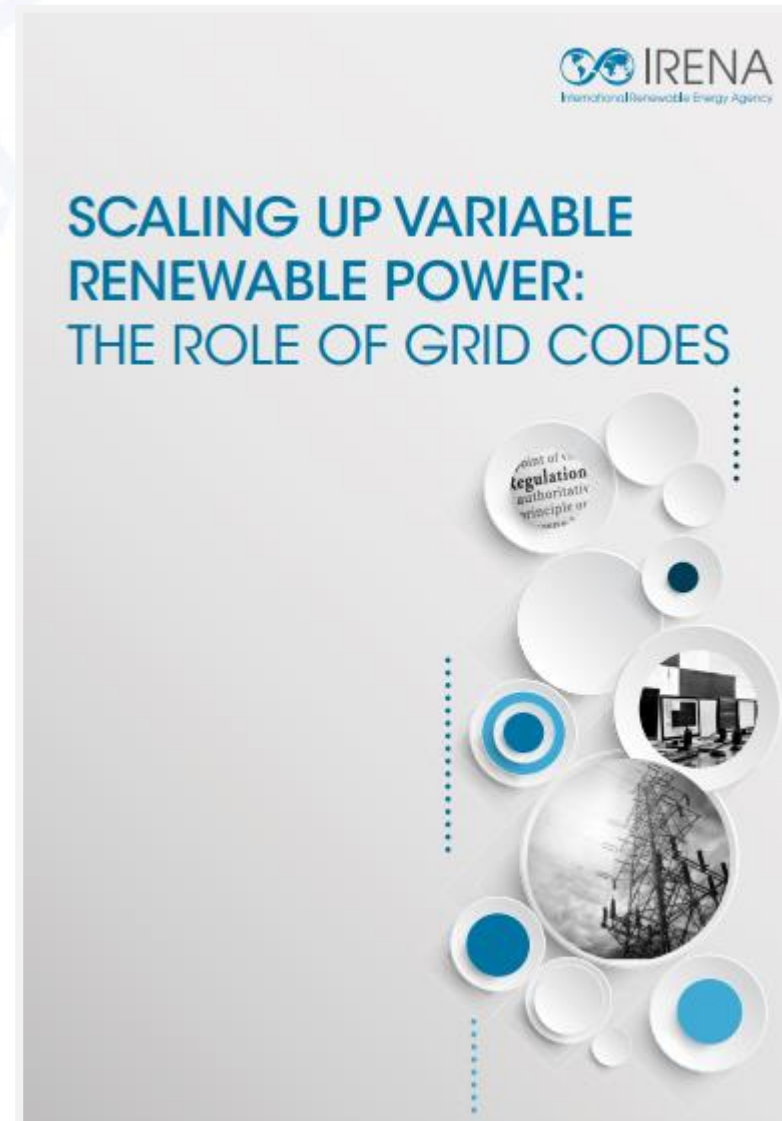
Highlights

- the expected challenges associated with Variable renewable energy (VRE) integration in Small Island Developing States (SIDs);
- the VRE integration planning required to overcome technical challenges,
- the technical studies needed to analyse and quantify such challenges, and how to carry out these studies;
- the solutions required to overcome VRE integration challenges.

Gracias

Póngase en contacto con nosotros para obtener más información:

- Gayathri Nair – gnair@irena.org
- Arina Anisie – aanisie@irena.org
- Francisco Boshell – Fboshell@irena.org



Enlace:

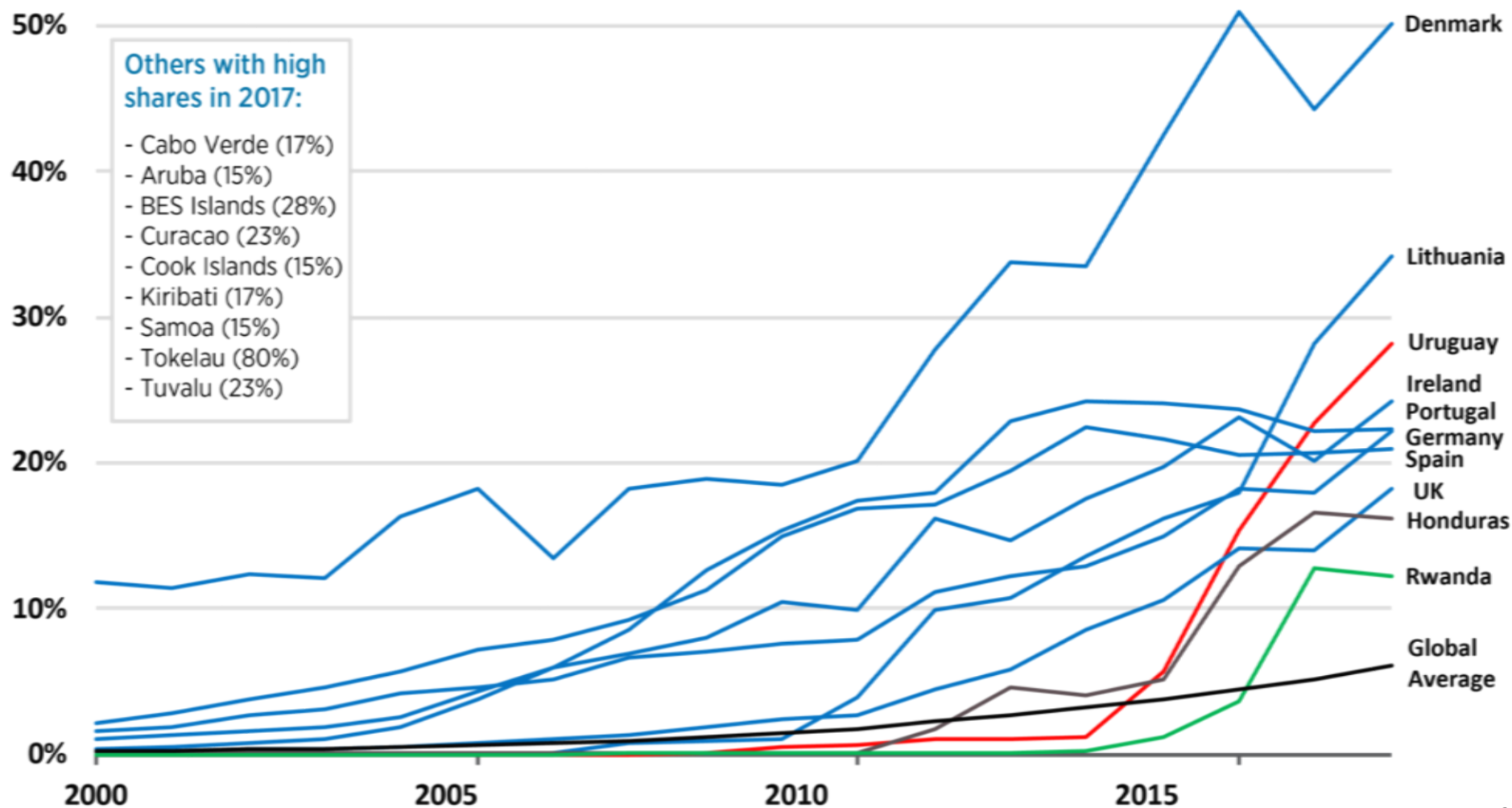
[http://www.irena.org/
DocumentDownloads
/Publications/IRENA
Grid_Codes_2016.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Grid_Codes_2016.pdf)



Backup slides

Líderes en integración de ERV

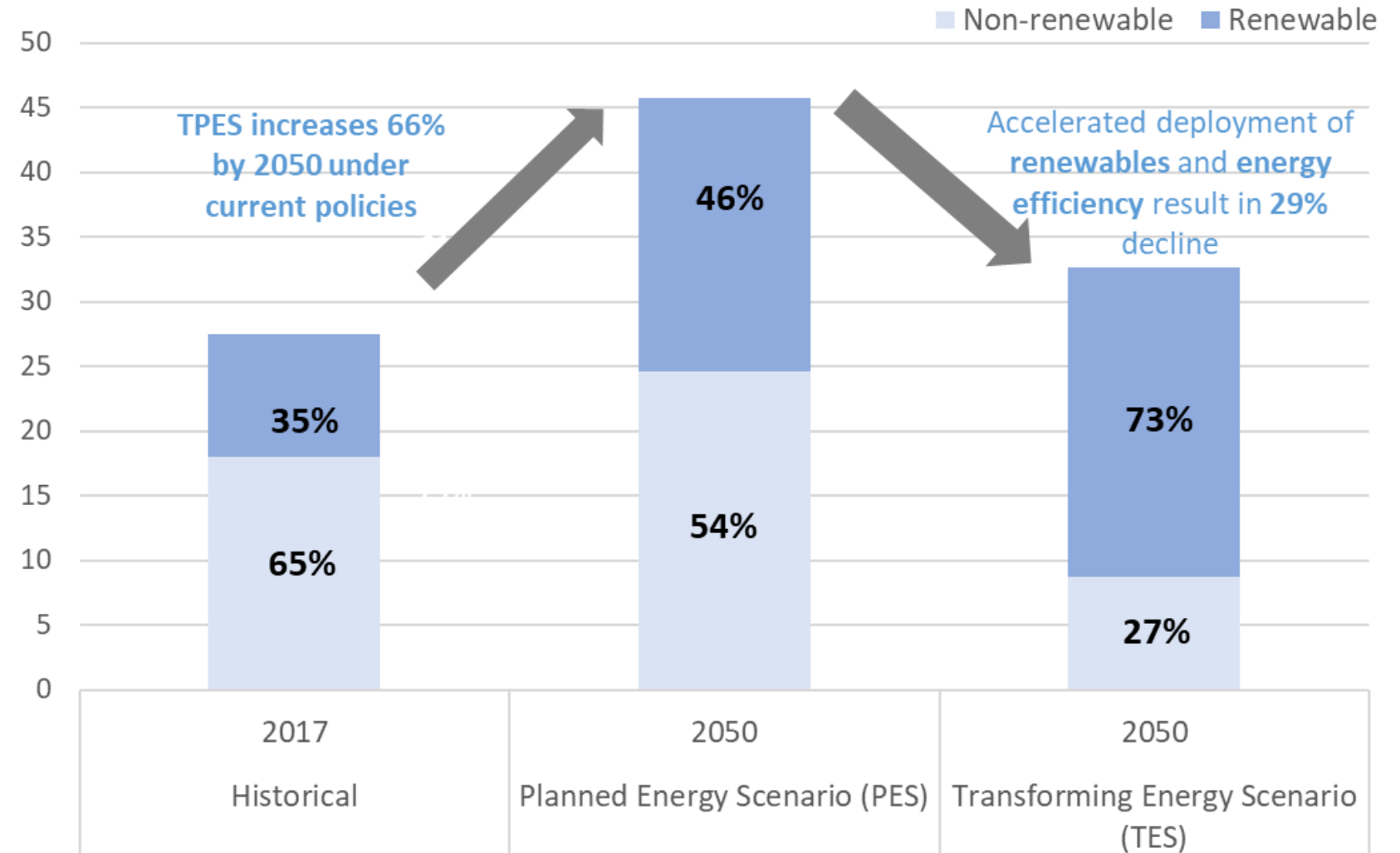
Countries with high shares of generation from wind and solar PV



Ruta del escenario de transformación energética de IRENA para América Latina y el Caribe

Total primary energy supply (EJ/yr)

Latin America and Caribbean (excl. Mexico)



Casos de estudio - Información general

Country	Alemania	Irlanda	Australia	Barbados	Filipinas
Población	80,620,000	4,595,000	23,130,000	286,644	98,390,000
Área [km2]	357,114	70,273	7,692,024	430	300,000
Interconectado con otros países	Fuerte interconexión	AC interconnection with Northern Ireland on synchronously independent island of Ireland, island has two HVDCs with GB	Varias zonas sincrónicamente independientes	Isla sincrónicamente independiente	Varias zonas sincrónicamente independientes
Carga máxima [MW]	81,738 (2014)	4,613 (2014)	33,100 (2014)	152 (2014)	11,822 (2014)
Carga mínima [MW]	36,709 (2014)	1,664 (2014)	14,900 (2014)	82 (2014)	
Capacidad total de generación convencional [MW]	108,000 (2014)	7,405 (Despacho 2014)	48,000 (2014)	239	17,500 (2014)
Eólica [MW]	38000 (12. 2014)	2138 (2014)	3,600 (01. 2015)	0 (03. 2015)	283 (2014)
Solar PV [MW]	38000 (12. 2014)	0 (2014)	3,440 (01. 2015)	7.6 (03. 2015)	23 (2014)
Capacidad VRE versus carga mínima [%]	207%	128%	47%	9.30%	
Carga annual [TWh/a]	505 (2014)	29 (2014)	188 (2014)	0.968	77 (2014)
Cuota de VRE de la carga anual [%]	19.56%	15.50%	7.50%	1.30%	0.22% (2014)
VRE conectado a nivel de distribución o transmisión	Ambos	Ambos	Ambos a Eólica, PV principalmente a la distribución	Distribución	

Control de voltaje para parques eólicos - España

Plantas de energía eólica en España podían detenerse si la **tensión caía por debajo del 85% de su valor nominal**. → esto podría provocar apagones durante los incidentes de fallas.

2006 - se introdujo especificación LVRT ("Low Voltage Ride Through"), con 12 GW de viento en España.

2007, un decreto hizo obligatoria la especificación LVRT en plantas eólica, si no cumplían;

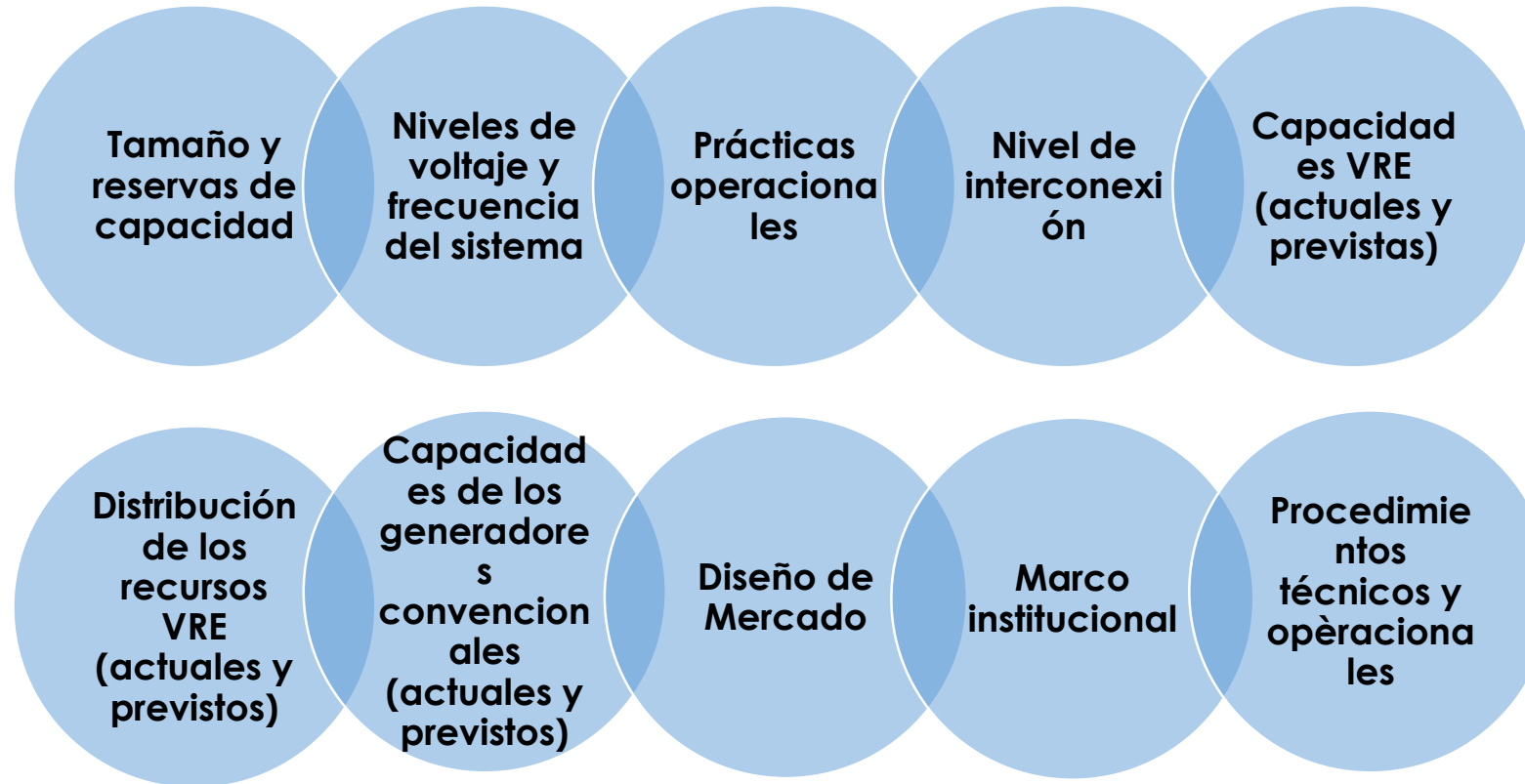
- Serían las primeras para la reducción ("curtailment") si surgieran problemas de estabilidad
- Podían perder totalmente los subsidios

2009- **más de 10 GW** de plantas eólicas había sido adaptadas al decreto.



Los requisitos técnicos dependen del contexto

Los sistemas eléctricos y sus requisitos para la conexión de plantas eólicas y solares pueden diferir de varias maneras:



Aprenda de países pioneros en este tema, recuerde los códigos de la red para cada caso diferencian en sus requisitos.

Certificación y verificación de requisitos técnicos

El cumplimiento de los requisitos técnicos en los códigos de la red VRE requiere **mecanismos para verificar el cumplimiento de los códigos**. Existen diferentes estrategias con diferentes costos y grados de factibilidad dependiendo del contexto del país.

Estos mecanismos incluyen, por ejemplo:

- Las inspecciones in situ,
- El uso de sistemas de certificación,
- Verificación de plantas en lugar de unidades,
- Requerir declaraciones de conformidad del fabricante,
- Post evaluación de records por perturbaciones y eventos en el sistema y revocación del acceso a la red si se detecta un incumplimiento de los requisitos del código de la red por parte de un generador.

Un sistema de certificación eficaz y confiable puede venir con el más alto nivel de confiabilidad. Sin embargo, es difícil para las regulaciones de sistemas pequeños debido a la alta sobrecarga organizativa.

La armonización de los requisitos y el intercambio de conocimiento entre los países puede hacerlo factible!

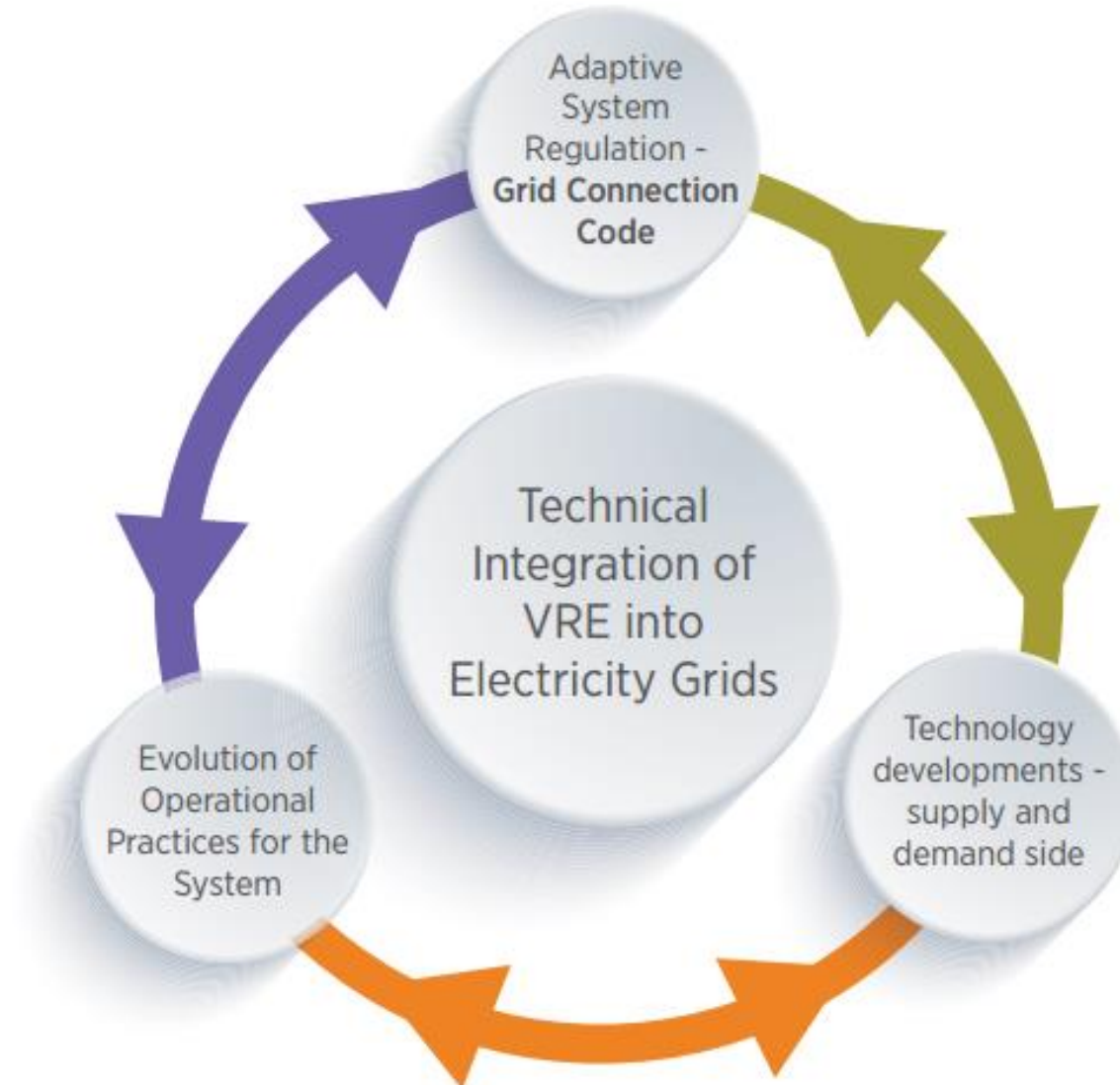
- Aprendizaje de los países a la vanguardia de la **integración de ERV**
- El **costo puede ser bajo** para cumplir con requisitos básicos de códigos de red, fabricantes ya han desarrollado generadores de ERV que cumplen con muchos requisitos de los códigos de red
- Los códigos de red deben cubrir las **necesidades energéticas locales**;
 - **Sistemas aislados:** requisitos de control de frecuencia más estrictos
 - Países con **áreas débiles** en su red: mayor capacidad de potencia reactiva
 - **Sistemas interconectados:** condiciones de integración con otros países, requisitos técnicos, acuerdos para el intercambio de energía y servicios
- Los códigos de red a menudo **se adaptan por separado** a niveles específicos de voltaje o transmisión y niveles de distribución o diferentes clases de generador por potencia de salida máxima

- **Requisitos muy estrictos** pueden impedir que algunos fabricantes suministren sus productos al mercado
- Al redactar o revisar el código de red, otras **partes interesadas** deben ser consultadas (propietarios y operadores de generadores, reguladores, desarrolladores, instaladores y fabricantes)
- **Países sin los recursos para certificar** el cumplimiento del generador con los requisitos del código de la red pueden pedir la certificación a países cercanos u organismos regionales
- Un **proceso de revisión regular del código** de red puede ayudar a incorporar cambios o nuevos requisitos . Esto hace un **proceso transparente** para todas las partes interesadas

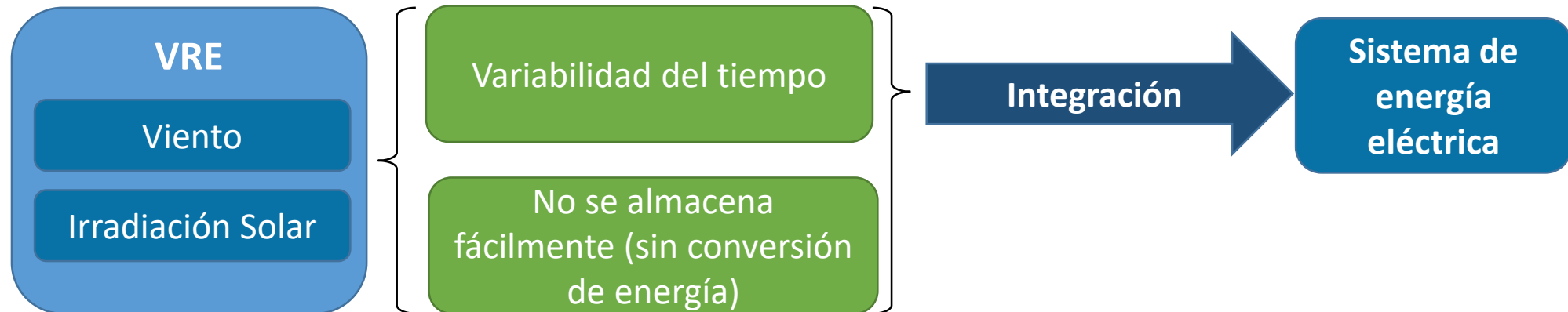
Normas internacionales relevantes para códigos de red

Standard	Function	Content
IEC 60617	Terminology	Graphical symbols for diagrams
IEC 60034	Product specifications	Rotating electrical machinery
IEC 60044	Product specifications	Instrument transformers
IEC 60045	Product specifications	Steam turbines
IEC 60076	Product specifications	Power transformers
IEC 60143	Product specifications	Series capacitors for power systems
IEC 60186	Product specifications	Voltage transformers
IEC 60308	Product specifications	Hydraulic turbines
IEC 60358	Product specifications	Coupling capacitors
IEC 60521	Product specifications	AC watt metres
IEC 60687	Product specifications	Static watt metres
IEC 60905	Product specifications	PV devices
IEC 61194	Product specifications	Characteristic parameters of stand-alone PV systems
IEC 61277	Product specifications	Terrestrial PV systems
IEC 61400	Product specifications	Wind turbine design
IEC 61868	Product specifications	Insulating mineral oils
IEC 62052	Product specifications	Electricity metering equipment
IEEE 1094	Product specifications	Wind farm design and operation
IEEE 112	Product specifications	Induction motors
IEEE 115	Product specifications	Synchronous machines
IEEE 421	Product specifications	Synchronous machines
IEEE 929	Product specifications	Solar PV

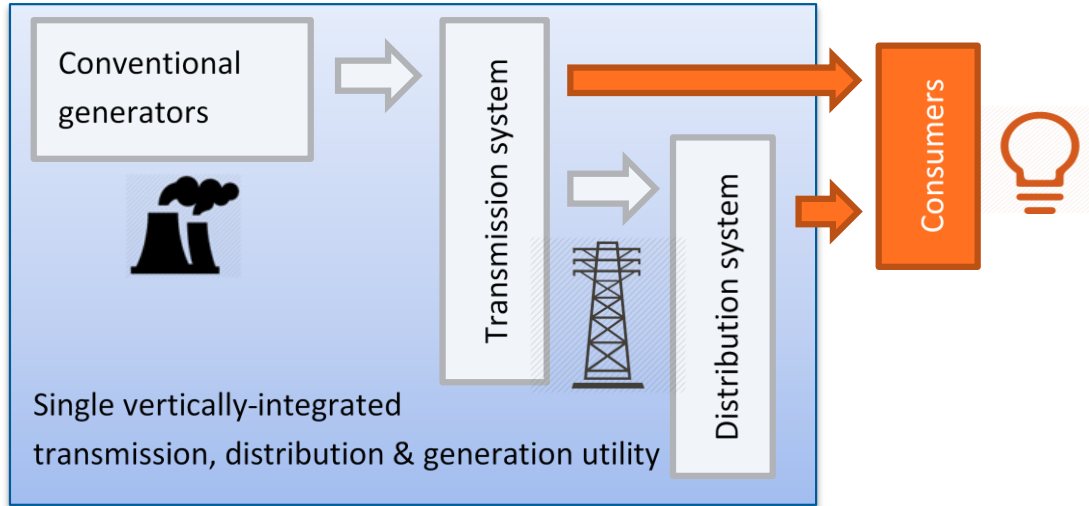
Link between technical aspects



Especialmente la energía eólica y la irradiación solar vienen con la restricción adicional de la variabilidad del tiempo, por lo que se llama **Energías Renovables Variables**. Conocidas en inglés como **Variable Renewable Energies (VRE)**.

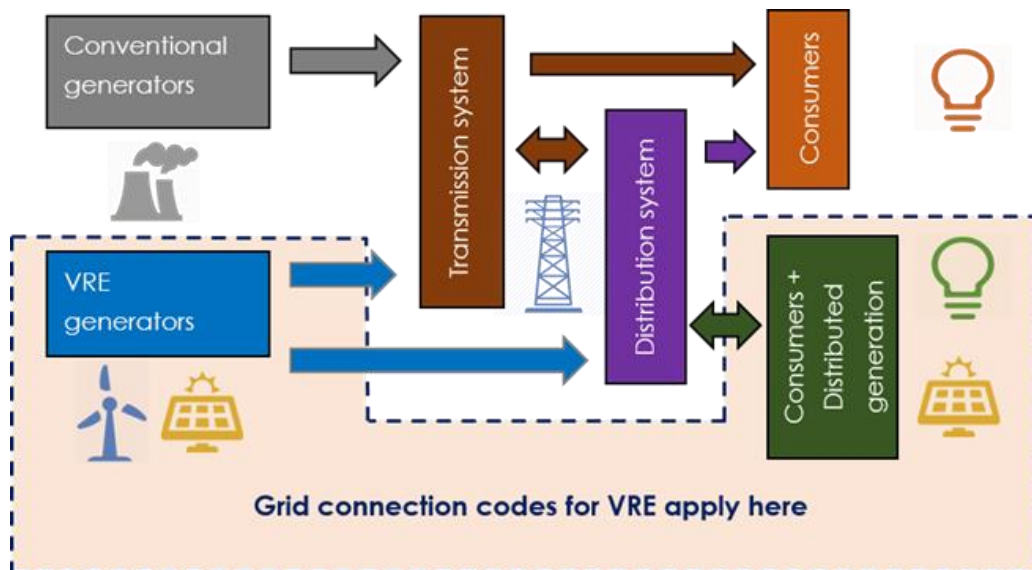


La desagregación: necesidad de coordinar los actores del sistema



Sistema de energía tradicional

- Generación centralizada
- Utilidad posee red y generadores
- Reglas y requisitos internos



Sistema de energía desagregado

- Generación descentralizada
- Propiedad separada
- Necesidad de coordinación para elaborar el código de red

Comparación requisitos técnicos nacionales

	Alemania	Irlanda	Australia
Calidad de la tensión	Intermitente, armónico, fluctuación de voltaje	Intermitente, armónico, fluctuación de voltaje	Intermitente, armónico, fluctuación de voltaje
Capacidad potencia reactiva	Factor de potencia desde 0,9 en adelante a 0.9 retraso	Más del 12% de Pmax, debe ser capaz de proporcionar Q * de + - 33% de Pmax (corresponde a pf de 0.95 en Pmax)	Proporcionar Q en 39.5% de su potencia activa nominal en niveles absolutos de voltaje y potencia activa de salida
Regulación de frecuencia	Curvas de frecuencia-potencia de salida	Curvas de frecuencia-potencia de salida, turbinas eólicas deben ser capaz de restringir la rampa	Curvas de frecuencia-potencia de salida
“Low Voltage Ride Through” (LVRT)	Mantenerse conectado a 0% V por 0.150 segundos; debe proporcionar potencia activa y reactiva	Mantener conexión a 15% V por 0.625 segundos; debe proporcionar potencia activa y reactiva	Mantenerse conectado por lo menos 0.430 segundos; debe proporcionar potencia reactiva durante la falla y potencia activa 0.1 segundos después de la falla
Comunicación remota	Instrucciones bidireccionales para ERV puede incluir puntos de potencia activa , puntos de control de voltaje e instrucciones de puntos de inicio / parada	Bidireccional, turbinas eólicas deben tomar puntos de ajuste en potencia activa, control de frecuencia y voltaje	Bidireccional; grande. Las plantas de ERV deben tomar puntos de ajuste para reducir potencia activa; debe informar la amplia variedad de estados