

PUBLIC

HITACHI
Inspire the Next

Conferencia “La eólica y el mercado”

Hibridación renovable – Rol de los códigos de Red y mercados de servicios auxiliares

Joaquín Martín – Head of Power Consulting Spain. Hitachi Energy – Power Consulting

joaquin.martin@hitachienergy.com

© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



ABB

POWER GRIDS

HITACHI **ABB**

HITACHI ABB POWER GRIDS

HITACHI
Inspire the Next

@Hitachi Energy



Grid Integration

Grid Integration abarca un amplio rango de soluciones de transmisión y subestaciones que facilitan una integración sólida y eficiente del sistema a la red eléctrica con un mínimo impacto ambiental



Transformers

Transformers ofrece una gama completa de transformadores de potencia y componentes relacionados, muchos de ellos fabricados en nuestras fábricas en España



High Voltage

Nuestros productos de High Voltage están preparados para lograr una red más fuerte, inteligente y ecológica, llevando más potencia a través de distancias más grandes



Grid Automation

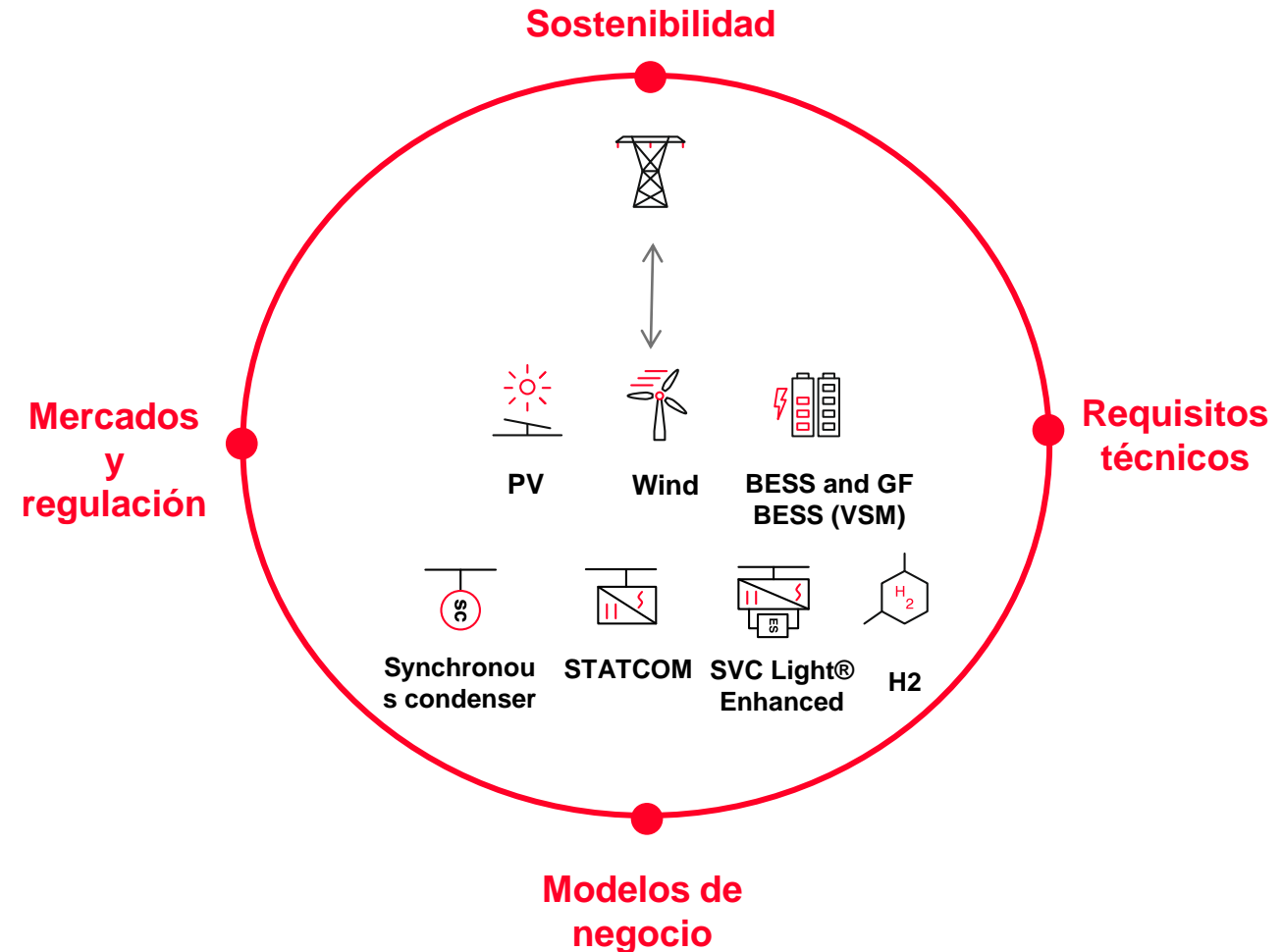
Grid Automation une conocimiento especializado con tecnologías innovadoras que ayudan a clientes alrededor del mundo en la optimización de los sistemas críticos de la red digital

Beneficios para el sistema

- Maximizar la utilización de la capacidad existente de la red
- Posibilidad de aplazar inversiones de refuerzo del sistema
- Minimizar la probabilidad de curtailment renovable
- **Mejorar la estabilidad y resiliencia del sistema**
- **Nuevos agentes disponibles para los servicios de ajuste**
- Maximizar la sostenibilidad – reducción huella de carbono

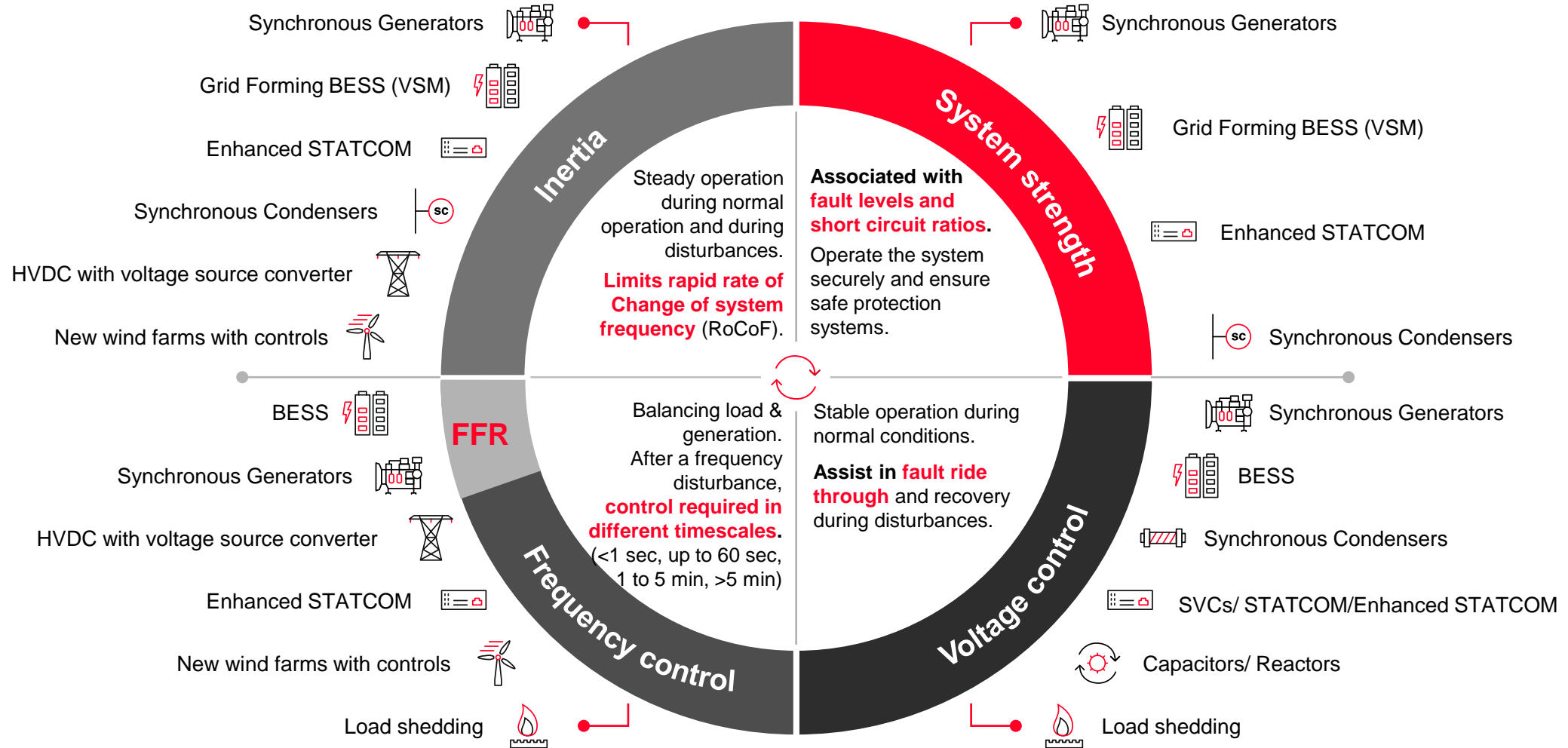
y para el desarrollador

- Ahorros en CAPEX/OPEX
- Aumento del factor de carga y utilización de la capacidad del nudo de conexión
- Mejora del despacho del recurso renovable
- Mejora en la regulación de frecuencia, control de rampas y aporte de reactiva
- Facilitar el cumplimiento de requisitos del código de red
- **Participación en mercados de servicios existentes y nuevos mercados a desarrollar**
- Maximizar la sostenibilidad – reducción huella de carbono



Servicios de ajuste del Sistema

Servicios adicionales integración de renovables



NECESIDAD DE ESTABLECER ARMONIZACIÓN ENTRE LOS CRITERIOS TÉCNICOS Y NUEVOS MERCADOS PARA IMPULSAR ESTOS SERVICIOS ADICIONALES PARA CONTRIBUIR A LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Irlanda

Service Name	Abbreviation	Unit of Payment	Short Description
Synchronous Inertial Response	SIR	MWs·h	(Stored kinetic energy)*(SIR Factor – 15)
Fast Frequency Response	FFR	MWh	MW delivered between 2 and 10 seconds
Primary Operating Reserve	POR	MWh	MW delivered between 5 and 15 seconds
Secondary Operating Reserve	SOR	MWh	MW delivered between 15 to 90 seconds
Tertiary Operating Reserve 1	TOR1	MWh	MW delivered between 90 seconds to 5 minutes
Tertiary Operating Reserve 2	TOR2	MWh	MW delivered between 5 minutes to 20 minutes
Replacement Reserve – Synchronised	RRS	MWh	MW delivered between 20 minutes to 1 hour
Replacement Reserve – Desynchronised	RRD	MWh	MW delivered between 20 minutes to 1 hour
Ramping Margin 1	RM1	MWh	The increased MW output that can be delivered with a good degree of certainty for the given time horizon.
Ramping Margin 3	RM3	MWh	
Ramping Margin 8	RM8	MWh	
Fast Post Fault Active Power Recovery	FPFAPR	MWh	Active power (MW) >90% within 250 ms of voltage >90%
Steady State Reactive Power	SSRP	Mvarh	(Mvar capability)*(% of capacity that Mvar capability is achievable)
Dynamic Reactive Response	DRR	MWh	MVar capability during large (>30%) voltage dips

Table 1: List of DS3 System Services

Referencia "DS3 System Services Compliance and Testing Capability Management Guidance Document – Eirgrid"

Dinamarca

Ancillary service name:	Requirements in 2020:	Contribute to:	Commodification:
Manual Frequency Restoration Reserve Energy (mFRR-activation) and special regulation	For balancing of production and consumption	Frequency stability	Market
Manual Frequency Restoration Reserve capacity (mFRR-capacity)	Required 684 MW in DK1 Required 623 MW in DK2	Frequency stability	Market
Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR-capacity)	Required 90 MW in DK1 Required 20 MW in DK2 ¹¹⁸	Frequency stability	Market
FCR, FCR-D og FCR-N	Required 21 MW FCR in DK1 Required + 44 MW FCR-D in DK2 Required 18 MW FCR-N in DK2	Frequency stability	Market
Fast Frequency Reserve (FFR)	Needs have not yet been clarified. It is a new reserve product, that is expected to be released in Q2/Q3 2020. The amount is being developed internationally for the Nordic synchronous area (DK2). ¹¹⁹	Frequency stability	International project initiated
Voltage regulation and reactive power compensation	The need for voltage regulation in normal operation entails the preparation of a basis for providing voltage regulation and reactive power compensation with the use of a technology-neutral approach for all production connected to the transmission grid. Voltage regulation during faults is necessary for system stabilisation and voltage reconstruction. It is a mandatory requirement for all production units connected to the transmission grid and the specifications are covered by the pfg	Voltage stability	Pilot project in a local area of DK2 (Lolland)
Congestion management	Needs for handling temporary bottlenecks in the transmission grid. Downward and upward regulation must be performed in specific locations in the transmission grid. The need for downward regulation in South Zealand is estimated at up to 85 MW in 2022.	Avoid overload in the transmission grid	Is of today managed using special regulation. Pilot project for local flexibility and for increased commodification.

Table 7 Overview of Energinet's identified needs of ancillary services for 2020 and statement of commodification [4].

Referencia: "Ancillary services from New technologies Technical potentials and Market integration" - Energinet

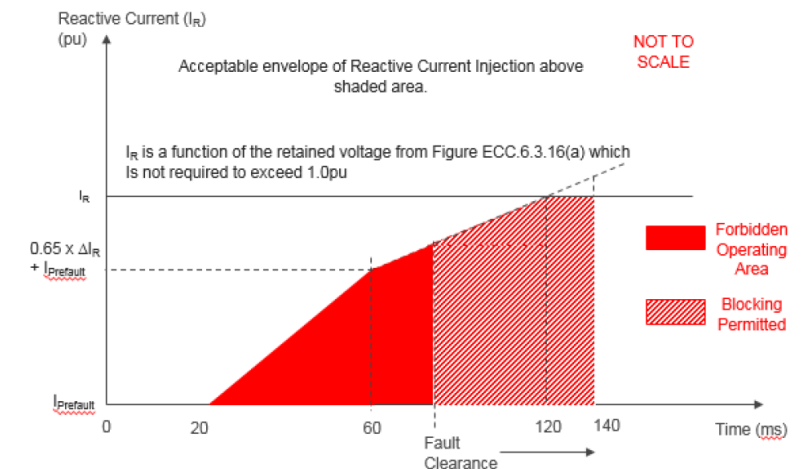
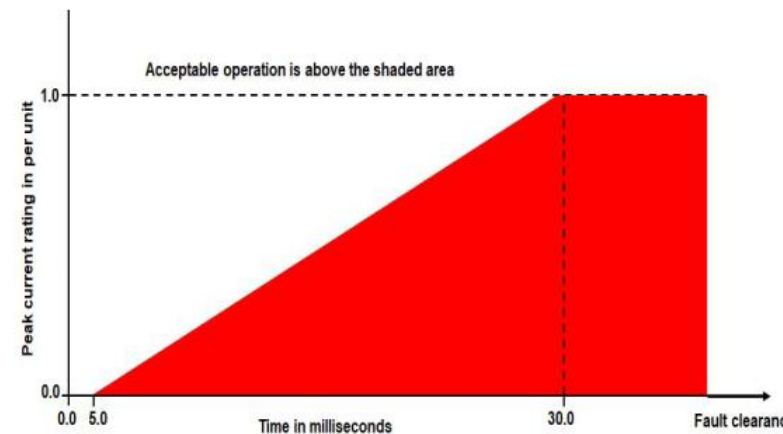
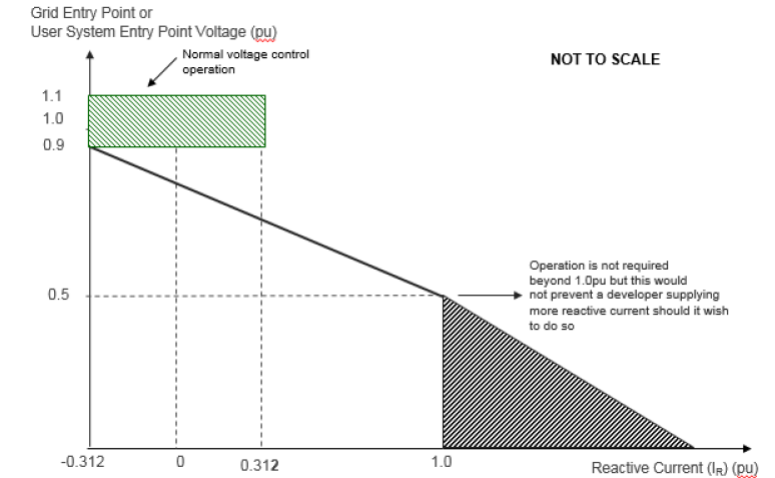
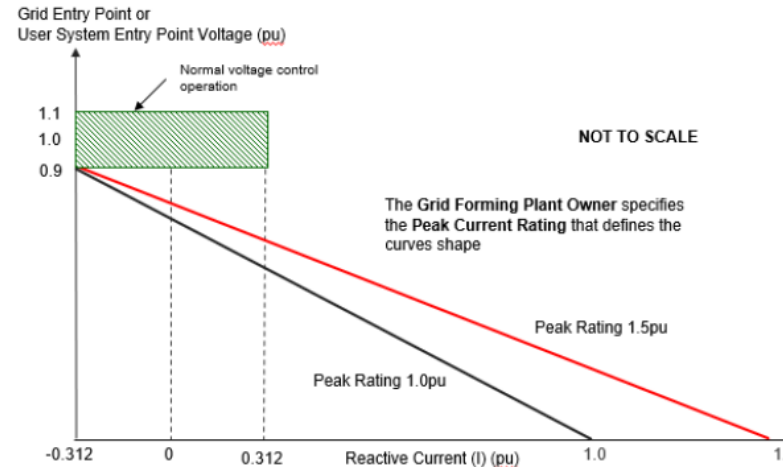
GC0137 - Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability

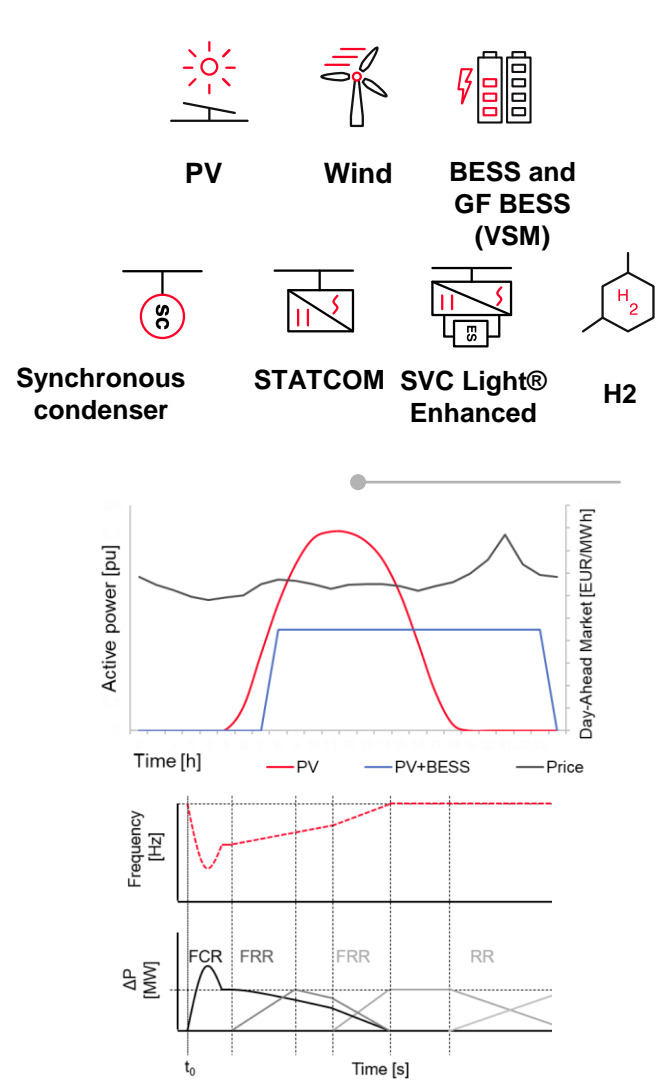
Aprobado en Febrero 2022

Incluye la especificación técnica (no obligatoria) para los Grid Forming Inverters que quieran proveer servicios similares a las plantas síncronas como:

- “Active ROCOF Response Power”,
- “Active Phase Jump Power”,
- “Active Damping Power”,
- “Active Control Based Power”,
- “Active Inertia Power”
- “Control Based Reactive Power”,
- “Voltage Jump Reactive Power”
- “Fast Fault Current Injection”.

Comparativa requisitos Inyección corriente durante faltas – Grid forming vs Grid following





Active power [pu]

Day-Ahead Market [EUR/MWh]

Time [h]

PV

PV+BESS

Price

Frequency [Hz]

ΔP [MW]

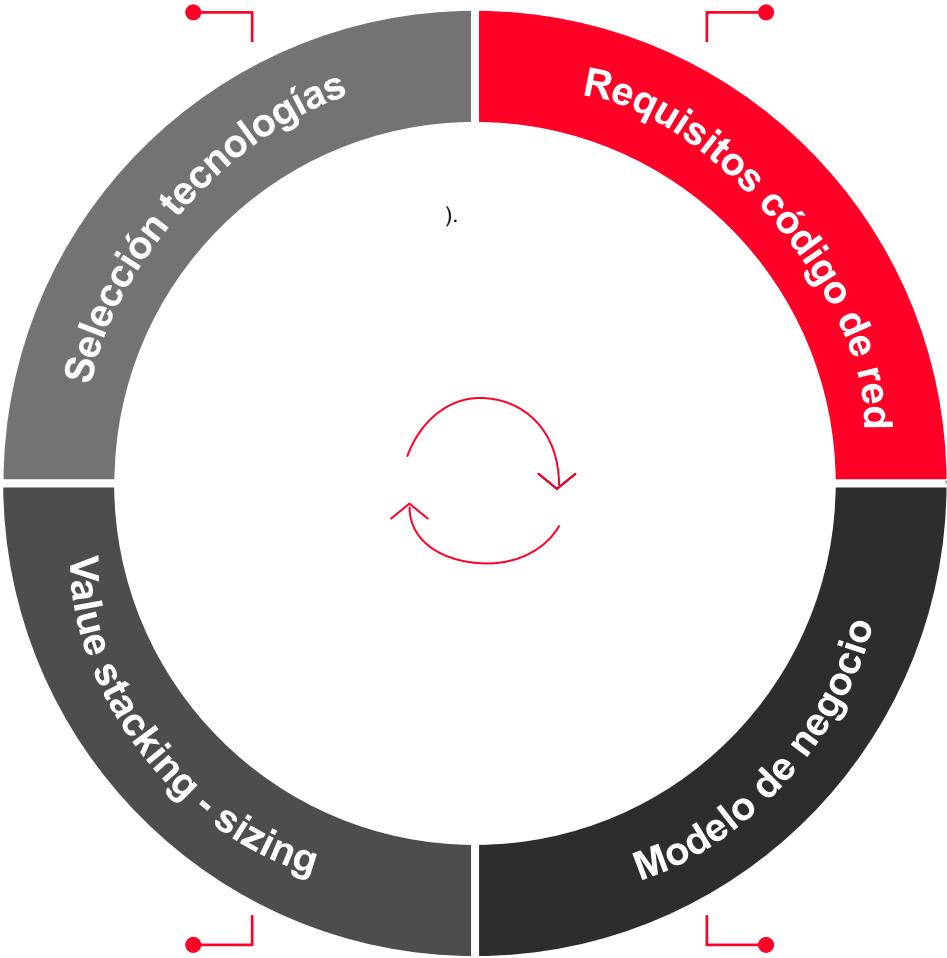
Time [s]

FCR

FRR

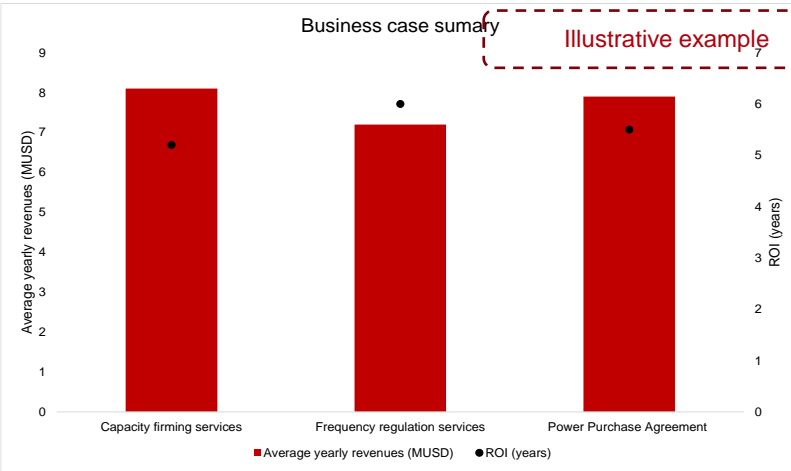
FRR

RR



REQUISITO		FORMA DE EVALUACIÓN			
Artículo [1]	Definición del Requisito	Tipo MGE	Subapartado de la Norma Técnica	MPE	MGES
13.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (NURPL-L)	aA	5.1	(S y P) o C ⁺	(S y P) o C ⁺
15.2 (a) y (b)	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	aC	5.5	P o C	N/A
15.2 a	Control de potencia-frecuencia	aC	5.4	P	P
15.2 d	Modo regulación potencia-frecuencia (NURPL)	aC	5.3	(S y P) o C ⁺	(S y P) o C ⁺
15.2 c	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (NURPL-L)	aC	5.2	(S y P) o C ⁺	(S y P) o C ⁺
21.2	Emulación de mercado durante variaciones de frecuencia muy rápidas	aC	5.6	S	N/A
17.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	aB	5.11	N/A	P (S ⁺) o C ⁺
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por debajo de 110 kV	aB	5.11	N/A	P (S ⁺) o C ⁺
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los generadores síncronos conectados por encima de 110 kV	D	5.11	N/A	P (S ⁺) o C ⁺
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	aB	5.11	P (S ⁺) o C ⁺	N/A
14.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por debajo de 110 kV	aB	5.11	P (S ⁺) o C ⁺	N/A
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV	D	5.11	P (S ⁺) o C ⁺	N/A
15.5 a	Arranque autónomo	aC	5.12	N/A	P o C
15.5 b	Capacidad de participar en el funcionamiento en isla*	aC	5.13	S o C	S o C
15.5 c	Capacidad de resincronización rápida	aC	5.14	N/A	P o C
10.2 b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	aB	5.7	N/A	(P) o C ⁺
10.2 c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	aB	5.7	N/A	(P) o C ⁺
10.2	Control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia	D ^{****}	5.9	N/A	S o C
20.2 b y 20.2 c	Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas	aB	5.11	P (S ⁺) o C ⁺	N/A
21.3 b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	aB	5.7	(P) o C ⁺	N/A
21.3 c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	aB	5.7	(P) o C ⁺	N/A
21.3 d	Modos de control de la potencia reactiva	aB	5.8	P o C ⁺	N/A
21.3 f	Control de amortiguamiento de oscilaciones	aC	5.10	S	N/A

Tabla 1. Evaluación de los requisitos técnicos según está definido en esta Norma Técnica.
Referencia: "NTS v2.1" - REE





HITACHI
Inspire the Next 