



TRANSIZIONE ENERGETICA IN AMBITO PORTUALE: GOVERNANCE, TECNOLOGIA E MODELLI DI AUTOCONSUMO ENERGETICO

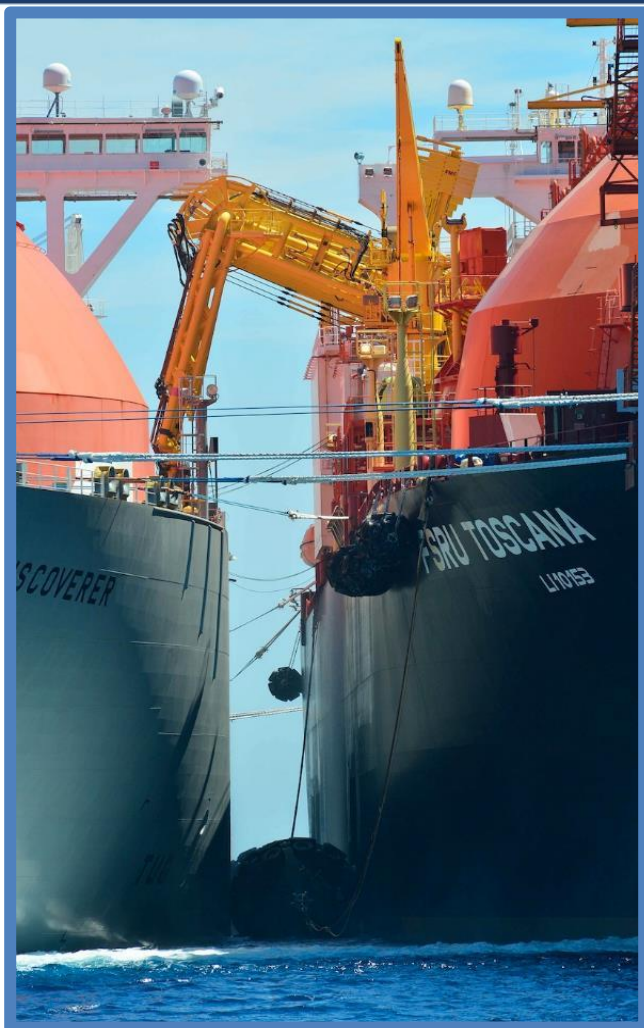
Workshop – 9 Aprile 2026

Sala Calipso

Centro Congressi della Stazione Marittima di Napoli

Ore 10.30





ASSOCOSTIERI nasce a Roma nel 1983 come Associazione di riferimento per le aziende che operano nel settore della logistica energetica.

Rappresenta le società attive nel **bunkeraggio marittimo**, i titolari di depositi costieri, doganali, fiscali, di oli minerali, prodotti chimici e GPL, biodiesel, depositi e terminali di rigassificazione di GNL.

Svolge un lavoro continuativo e proattivo di accreditamento dei propri associati presso gli stakeholder di riferimento.

Sostiene le istanze delle Aziende associate nelle sedi istituzionali, politiche e tecniche nazionali, comunitarie ed internazionali competenti in materia di logistica energetica e di biocarburanti.

Tra le nostre aziende associate ci sono:





EY

Shape the future
with confidence



EY

Shape the future
with confidence

AGENDA



Shape the future
with confidence

1	LA TRANSIZIONE ENERGETICA NELLE AREE PORTUALI
2	LE CONFIGURAZIONI E I BENEFICI DELL'AUTOCONSUMO PER I PORTI
3	AUTOCONSUMO, MOTORE DELLA TRANSIZIONE NEI PORTI • CASO INTERPORTO DI BOLOGNA • CASO PORTO DI GENOVA
4	ELEMENTI CHIAVE PER LA TRANSIZIONE NEI PORTI
5	ROADMAP PER LA TRANSIZIONE DELLE ADSP



La transizione energetica nelle aree portuali



Shape the future
with confidence

Il fabbisogno energetico dei porti

- I porti rappresentano il **5% delle emissioni nazionali di gas serra**, con un consumo medio annuo di **300 GWh** per porto, equivalente al fabbisogno energetico di circa 90.000 famiglie
- E' In corso la **trasformazione dei porti in hub energetici** attraverso l'elettrificazione delle banchine (*cold ironing*) per l'alimentazione da terra delle navi, con conseguente incremento della **potenza di picco** richiesta: impatto su emissioni e costi di approvvigionamento commodity

Principali sfide

- **Efficienza energetica e incremento di autoconsumo di energia rinnovabile:** integrazione nell'ecosistema portuale di impianti fotovoltaici, sistemi di storage, demand response e potenziamento linee di MT/AT
- **Necessità di definizione di un modello strutturato per l'integrazione e governance di tali leve:**
 - I porti sono un ecosistema complesso (utenze energivore distribuite su più cabine primarie)
 - Risulta necessario disegnare una configurazione ottimale dell'autoconsumo energetico attraverso modelli solidi, remunerativi e replicabili

Il ruolo delle AdSP

- In tale contesto le **AdSP** possono essere **abilitatori della Transizione Energetica** in termini di:
 - Supporto al finanziamento delle opere a **CAPEX** (*facendo leva sugli incentivi esistenti – es. PNRR*)
 - **Accelerazione autorizzativa** e “cornice” regolatoria
 - Impostazione del modello di monitoraggio e **ottimizzazione dei flussi energetici** (*es. dotazione piattaforma di EMS*)
 - Monitoraggio della normativa (art. 9 del DL 50/2022): *es. superamento del limite di 1 MW* per impianti nelle CE portuali
- Le AdSP in potranno inoltre usufruire direttamente dei benefici economici/energetici abilitati e scalare il modello coinvolgendo anche tutti gli operatori del sedimento portuale e gli attori del retroporto

Il porto come Smart Energy Hub

- **Cold Ironing:** Elettrificazione delle banchine per alimentare le navi ormeggiate da rete/impianti locali, riducendo emissioni e rumore in ambito portuale e migliorando la qualità dell'aria nelle aree urbane limitrofe
- **Installazione di impianti FER:** Decarbonizzazione tramite fonti energetiche rinnovabili
- **Sistemi BESS:** Sistemi di accumulo per aumentare la flessibilità e gestione dei picchi (peak shaving), ottimizzazione dell'autoconsumo e supporto all'operatività del Virtual Power Plant, abilitando anche servizi di rete/mercato dove possibile
- **TIDE:** Adeguamento a nuove regole e meccanismi del mercato elettrico italiano (TIDE), per valorizzare la flessibilità del porto (carichi, storage, generazione) e abilitare partecipazione/ottimizzazione tramite aggregatori o modelli dedicati



Le configurazioni e i benefici dell'autoconsumo per i porti



Shape the future
with confidence

- I porti sono ecosistemi complessi, caratterizzati da numerosi utenti, anche energivori, e POD distribuiti.
- In tale contesto la forma ottimale per massimizzare l'autoconsumo da fonti energetiche rinnovabili è l'autoconsumo virtuale.
- L'autoconsumo virtuale è definito su base oraria come il minimo tra l'energia immessa da FER (es. impianto fotovoltaico) e quella prelevata dalla rete dagli utenti. Tale autoconsumo è premiato con incentivi (TIAD + tariffa premio).

Configurazioni	Partecipanti all'autoconsumo virtuale	Applicabilità per AdSP / Porti
 Autoconsumo Collettivo (AUC)	Tutti i soggetti (privati, pubblici e grandi imprese) che insistono sulla medesima cabina primaria e all'interno dello stesso sedimento portuale definito (es. area banchina portuale)	Configurazione ottimale per coinvolgere tutti gli operatori del sedimento portuale o attori del retroporto, incluse le grandi imprese
 Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)	Necessità dei membri potrà partecipare all'autoconsumo virtuale con i seguenti vincoli: • Tutti gli utenti devono essere situati sulla medesima cabina primaria • Non possono essere coinvolte nella comunità Grandi Imprese o realtà che abbiano come principale scope la produzione e vendita energia	Configurazione ottimale per coinvolgere oltre al porto anche eventuali utenti residenziali e aree industriali limitrofe al porto (es. ASI): possibilità di utilizzare l'iniziativa per abilitare ricadute positive sociali ed ambientali sul territorio
 Autoconsumo Individuale a Distanza (AIAD)	Unico Soggetto Multi-sito con più POD diffusi. Il vincolo di partecipazione all'autoconsumo virtuali è che tutti i POD insistano sulla medesima Cabina Primaria	Configurazione ottimale per abilitare autoconsumo anche sull'AdSP (tipicamente uno soggetto con POD diffuse sul territorio ad uso uffici, illuminazione, magazzini)

Focus sulle Comunità Energetiche Rinnovabili

EY

Shape the future
with confidence

Una **comunità energetica** è una **libera associazione tra cittadini ed enti** che si uniscono con l'obiettivo di produrre energia da **fonti rinnovabili**, consumarla e scambiarla su scala locale. La **comunità energetica** permette a chi ne fa parte di **produrre e consumare energia 100% green**.



AUTOCONSUMATORI COLLETTIVI

Comunità energetiche sviluppate tra utenti appartenenti ad un **unico edificio fisico** 2 Condominio



COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

Soggetto giuridico senza scopo di lucro costituito da utenti di varia natura quali ad esempio molteplici edifici unifamiliari; edificio terziario/PA; insediamenti business, etc

ELEMENTI CHIAVE



Autonoma, a partecipazione aperta e volontaria; il controllo è esercitato da persone fisiche



Benefici **ambientali**, **economici** o **sociali**



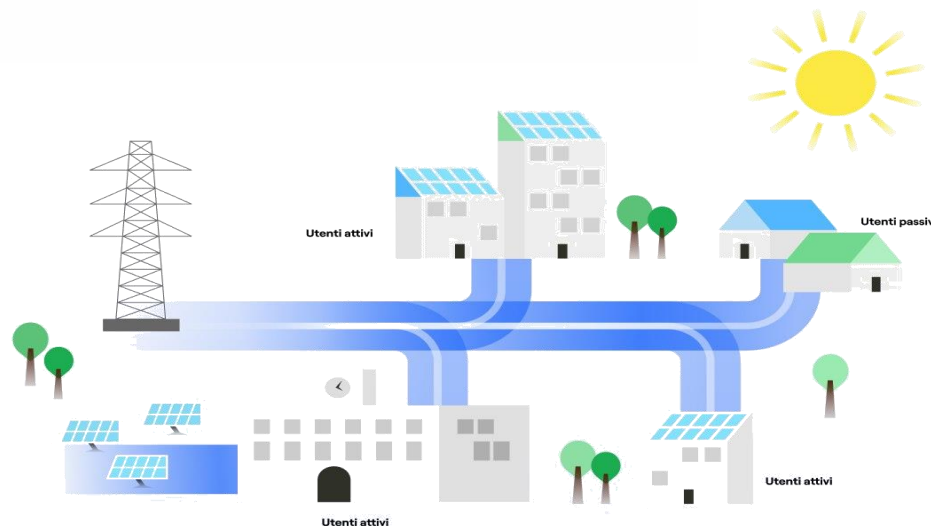
Evita fisiologiche **perdite di rete**



Riduce le **emissioni** inquinanti



Meccanismo di **incentivazione (20 anni)**



**PRODUTTORI
(PROSUMER)**



**CONSUMATORI
(CONSUMER)**

SOGGETTI



Enti Pubblici



Privati cittadini



Aziende/Piattaforme industriali



Condomini

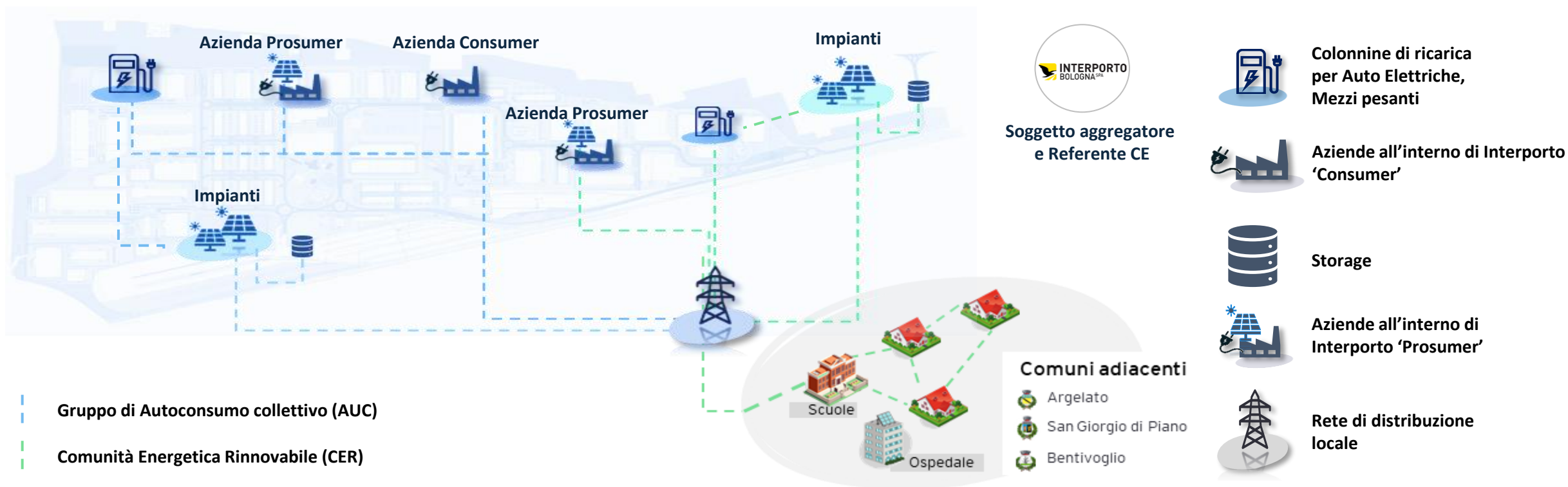
Il caso interporto di Bologna

Modello disegnato: configurazioni di AUC e CER

EY

Shape the future
with confidence

- **Sviluppate 2 configurazioni di Autoconsumo per l'interporto di Bologna: un Autoconsumo Collettivo (AUC) ed una Comunità Energetica Rinnovabile (CER)**
 - **Autoconsumo Collettivo:** tale configurazione ha permesso la partecipazione dei grandi gruppi al meccanismo di incentivazione sovvenzionato dal GSE. È stato installato un impianto fotovoltaico da 920 kWp, abilitando un autoconsumo fisico corrispondente al 44% dell'energia prodotta, un autoconsumo virtuale pari a 760 MWh/anno (56% energia prodotta)
 - **Comunità Energetica Rinnovabile (CER):** prevista aggregazione di 40 utenze residenziali e 10 PMI – *focus dettagli configurazione pagina successiva.*



Autoconsumo, motore della transizione nei porti

Il caso Interporto di Bologna | Economics relativamente alla CER sviluppata

EY

Shape the future
with confidence

SCENARIO

AF
72%

AV
50%

Vendita
RID

PPA
€ 145

NOTE

Nella configurazione di cui sono riportati i risultati in tabella:

- L'azienda energivora è collegata in **autoconsumo fisico** all'impianto
- il resto dell'energia è immessa in rete a disposizione di una **Comunità Energetica**.

L'**autoconsumo** stimato dell'azienda è circa il **72%** dell'energia prodotta dall'impianto

La valutazione considera l'energia in rete valorizzata a tariffa **RID** e prezzo **PPA** a **145€/MWh**.

L'**autoconsumo virtuale** è ipotizzato al **50%** (sul residuo del 28% immesso in rete) potenzialmente realizzato da **40 utenze residenziali** con consumo di 2MWh annui a **10 PMI** con consumo di 50 MWh annui

EBITDA

NPV

IRR

INTERPORTO
BOLOGNA^{SPA}

Referente CER

Comunità Energetica
Rinnovabile

Azienda energivora

2,4 Mln €
~100 k€/year

40 k€
~ 1,6 k€/year

170 k€
~ 7 k€/year

200 k€
~ 8 k€/year

332 k€

16 k€

100 k€

102 k€

13,0%

n/a

n/a

n/a

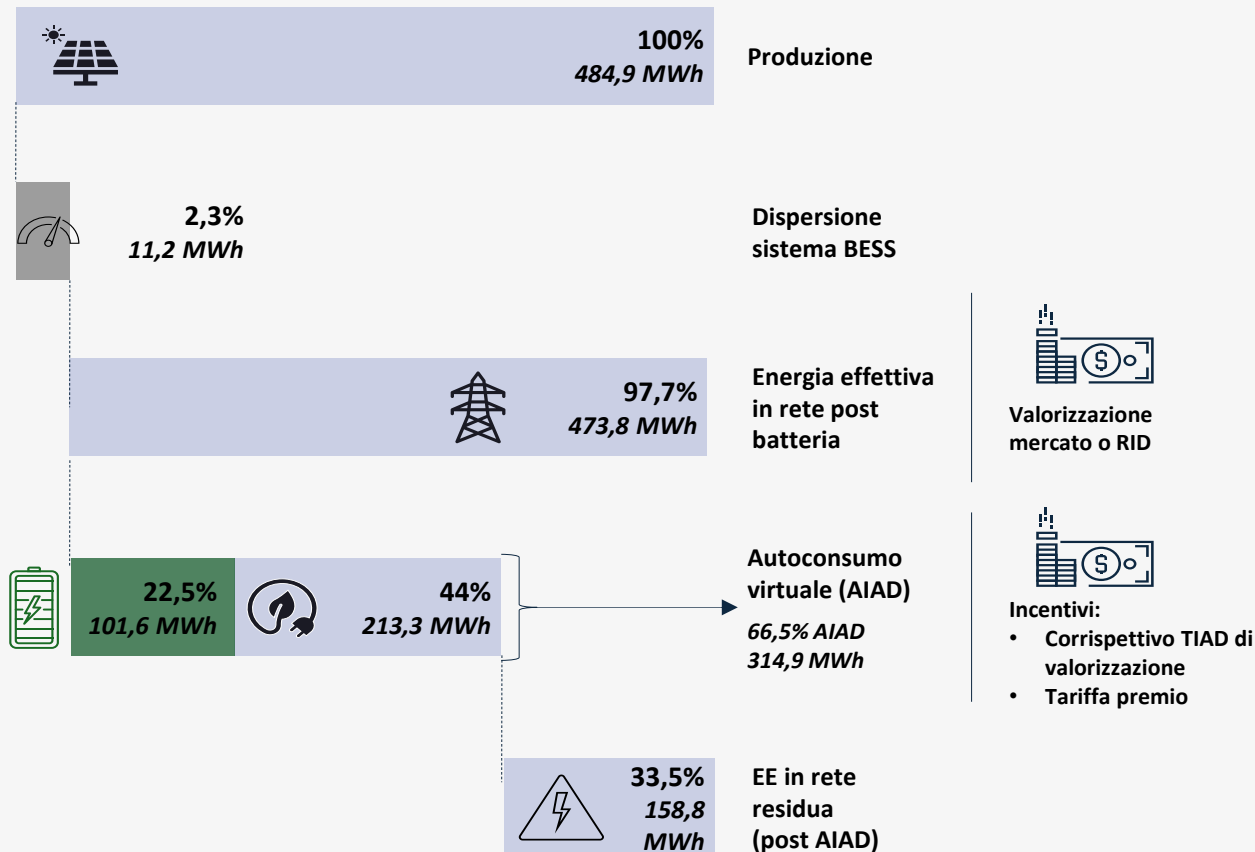
Autoconsumo, motore della transizione nei porti

Il caso Porto di Genova | Use case di AIAD

EY

Shape the future
with confidence

Perimetro - Cabina primaria di riferimento



L'AIAD applicato ad un porto italiano

Sono stati valutati:

- N.2 impianti FV** per una potenza complessiva pari a circa **400 kWp**
- Configurazioni di AIAD per abilitare autoconsumo virtuale su uffici, IP e colonnine di ricarica EE per ciascuna Cabina Primaria

La configurazione ha previsto la valutazione di un **sistema BESS per massimizzare l'Autoconsumo Virtuale** (a causa della forte presenza di carichi come l'illuminazione con rilevanti consumi notturni)

La configurazione disegnata ha permesso di:

- massimizzare la percentuale di AIAD, attestandosi al 66,5% dell'energia prodotta**
- Abilitare un accesso all'incentivo di circa 86 k€/anno tra tariffa premio* e corrispettivo TIAD** (oltre alla vendita di energia in rete valorizzata a RID)

(*) A causa del vincolo dovuto al finanziamento al 100% degli impianti FER, il Porto di Genova non può beneficiare della tariffa premio CACER

Elementi chiave per la transizione nei porti

EY

Shape the future
with confidence



Riduzione strutturale dei costi energetici del porto e monetizzazione dell'energia

Autoconsumo fisico/virtuale e monetizzazione di flessibilità ed energia condivisa (TIAD, tariffa premio, valorizzazione dell'energia immessa su mercato/RID) riducono l'esposizione ai prezzi della commodity, abbassano strutturalmente i costi e generano ricavi/risparmi ricorrenti per gli operatori portuali.



Capex "abilitante" con ritorni sul territorio

Investimenti in FV, storage, ricarica e piattaforme EMS attivano filiere locali (installazione, O&M, servizi digitali) e, aprendo configurazioni CER/AUC/AIAD a retroporto, PMI e, dove applicabili, utenze residenziali, generano benefici economici re-distribuibili e ricadute sociali/ambientali visibili; un quadro regolatorio e di incentivi mirato (es. superamento del limite 1 MW per CE portuali) rende gli interventi più ambiziosi, bancabili e rapidi da eseguire.



Sostenibilità misurabile e replicabile

Integrare FER, sistemi BESS e piattaforme di gestione energetica e ottimizzazione (EMS), consente di massimizzare la quota rinnovabile e rendere scalabile il modello su più cabine primarie e utenze



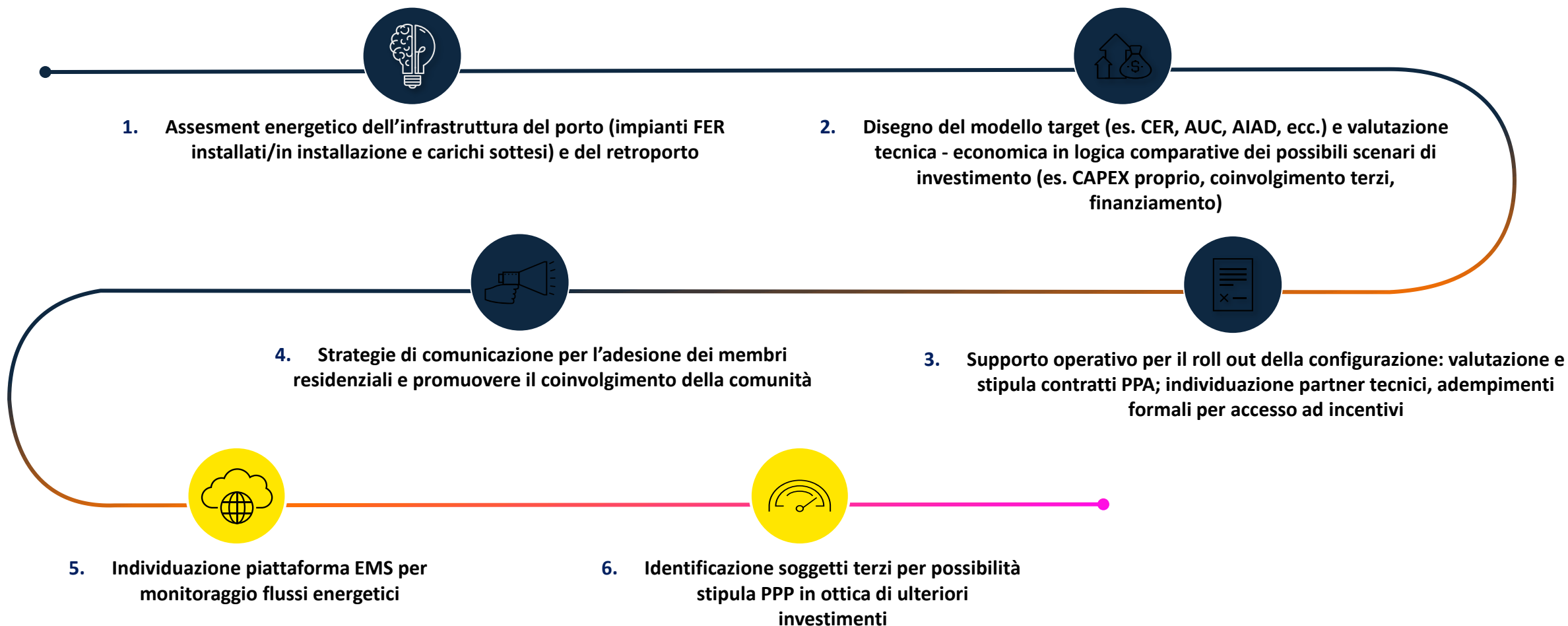
Il fattore critico di successo è la governance

L'AdSP deve agire da abilitatore o coordinatore (modello operativo, regole, on-boarding membri, monitoraggio e ottimizzazione tramite EMS), garantendo una governance univoca e forte, per garantire redditività e replicabilità dello schema proposto.

Roadmap per la transizione delle AdSP

EY

Shape the future
with confidence





Criticità

Tariffa di servizio

Costo energia

Tenuta della Rete
Elettrica

Gestione remunerativa

Attrattività di Operatori

Mix soluzioni ottimali

Produzione in situ
+
energia da fonte pulita

Revenue Stack
Tariffa garantita per gli
Armatori

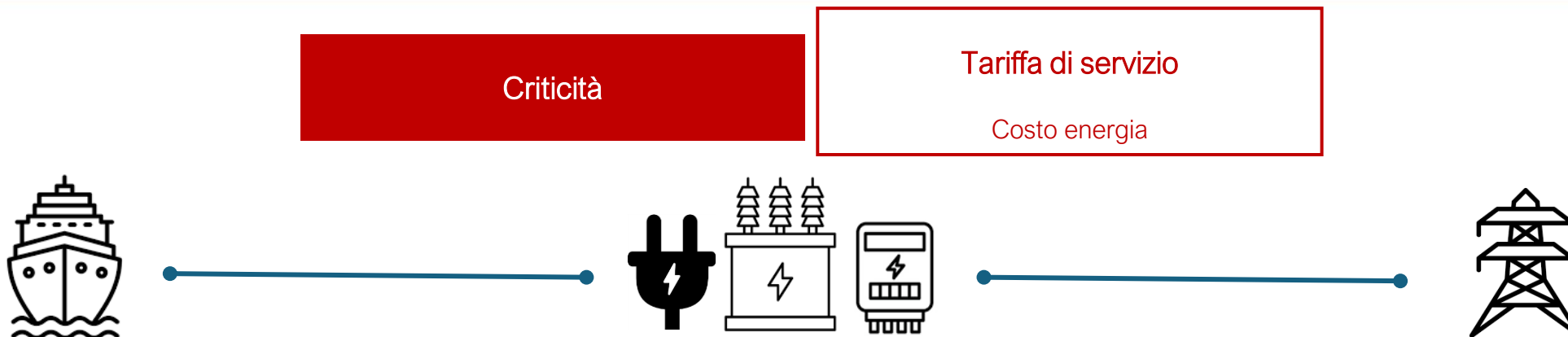
BESS + FV

Fattori abilitanti

CO-PROGETTAZIONE

Attrazione
Gestore/Investitore
privato

Autoconsumo Diffuso
(CER, AID)



[Prezzo finale cold-ironing = Prezzo materia prima + Oneri di Rete + Accise(*) + remunerazione servizio]

Costo produzione energia a
bordo

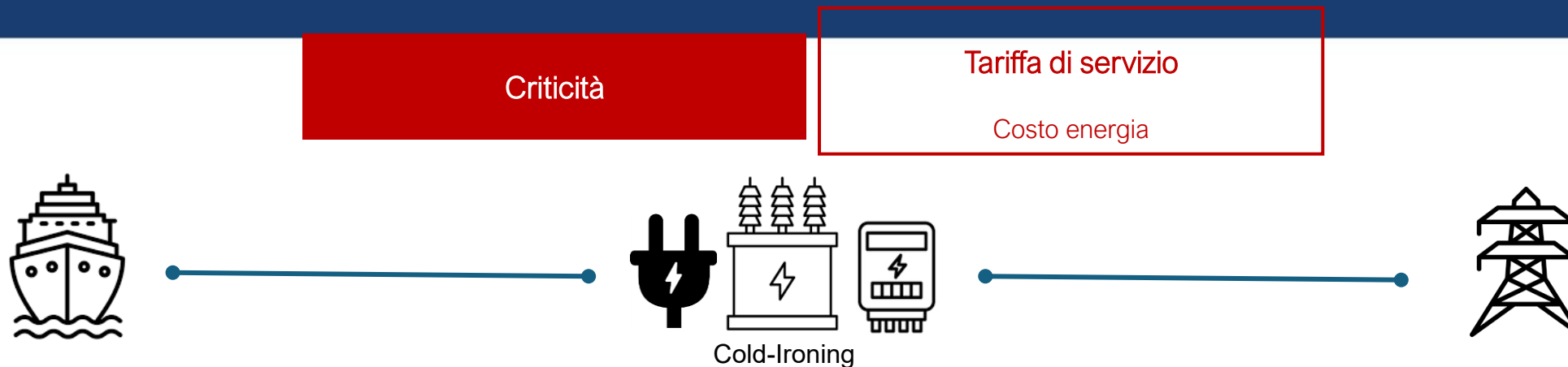
Remunerazione
servizio di cold-ironing

Prezzo fornitura energia

- Materia prima (2025) 105,00€/MWh
- Servizi Rete (2026) 35,00€/MWh
- Oneri di Sistema 52,00€/MWh
- Accise (2024) 0,5€/MWh

130,00€-150,00€/MWh

Tot. 192,5€/MWh

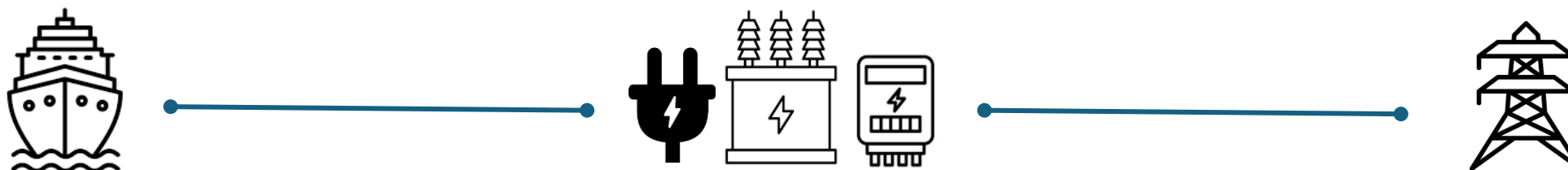


[Prezzo finale cold-ironing = Prezzo materia prima + Oneri di Rete + Accise(*) + remunerazione servizio]



Mix soluzioni ottimali

Produzione in situ = energia low cost e SICURA



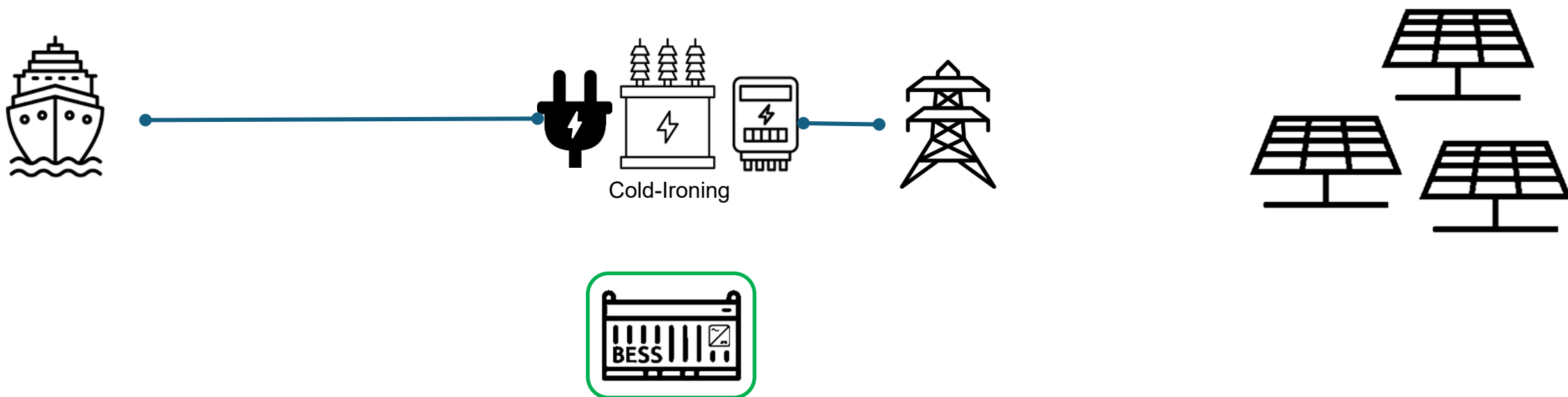
Produrre energia in situ a basso costo e SGANCIATA dagli shock esogeni

+

Capacità di erogarla quando necessario

Mix soluzioni ottimali

Produzione extra situ = energia low cost e SICURA



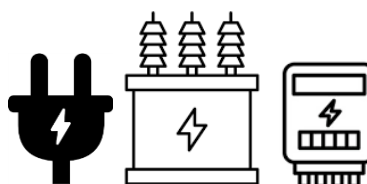
Produrre energia extra-situ a basso costo e SGANCIATA dagli shock esogeni sulla base di contratti lunghi a PREZZO FISSO

+

Capacità di erogarla quando necessario

Mix soluzioni ottimali

Produzione in situ = energia low cost e SICURA



Cold-Ironing



Costo produzione energia a
bordo

130,00€-150,00€/MWh



Prezzo fornitura energia

- **Materia prima 60€/MWh**
- Servizi Rete (2026) 35,00€/MWh
- Oneri di Sistema 52,00€/MWh
- Accise (2024) 0,5€/MWh

Tot. 147€/MWh

Criticità

Tariffa di servizio

Costo energia

Tenuta della Rete
Elettrica

Gestione remunerativa

Attrattività di Operatori

Mix soluzioni ottimali

Produzione in situ
+
energia da fonte pulita

BESS + FV

Revenue Stack

Tariffa garantita per gli
Armatori

Fattori abilitanti

CO-PROGETTAZIONE

Attrazione
Gestore/Investitore
privato

Autoconsumo Diffuso
(CER, AID)

Fattori abilitanti

Attrazione
Gestore/Investitore
privato

OPEX + CAPEX

Investimenti strumentali

BESS + PV

Costo Erogazione Servizio Cold-
ironing

+

O&M cold-ironing

Obiettivi della Concessione

Tariffa per gli Armatori

Garanzia di Servizio

Salvaguardia della Rete

O&M cold-ironing

Remunerazione CAPEX

Fattori abilitanti

Tariffa fissa definita da
Concessione lungo-termine

Partenariato Pubblico Privato

Procedure autorizzative ad hoc
(sul modello dei Data Center)

Revenue stack

Fattori abilitanti

Attrazione
Gestore/Investitore
privato

Revenue stack



Possibilità di utilizzare gli investimenti realizzati (BESS+PV) per erogare **servizi «ancillari»** alla Rete Elettrica, quali Capacity Market, Mercato Locale della Flessibilità, etc. e di operare su contratti a due vie (come i Contract for Difference sia pubblici che privati) e/o meccanismi di Condivisione Virtuale dell'Energia, quali Comunità Energetiche Rinnovabili e Autoconsumatori individuali a distanza

Criticità

Tariffa di servizio

Costo energia

Tenuta della Rete
Elettrica

Gestione remunerativa

Attrattività di Operatori

Mix soluzioni ottimali

Produzione in situ
+
energia da fonte pulita

BESS + FV

Revenue Stack

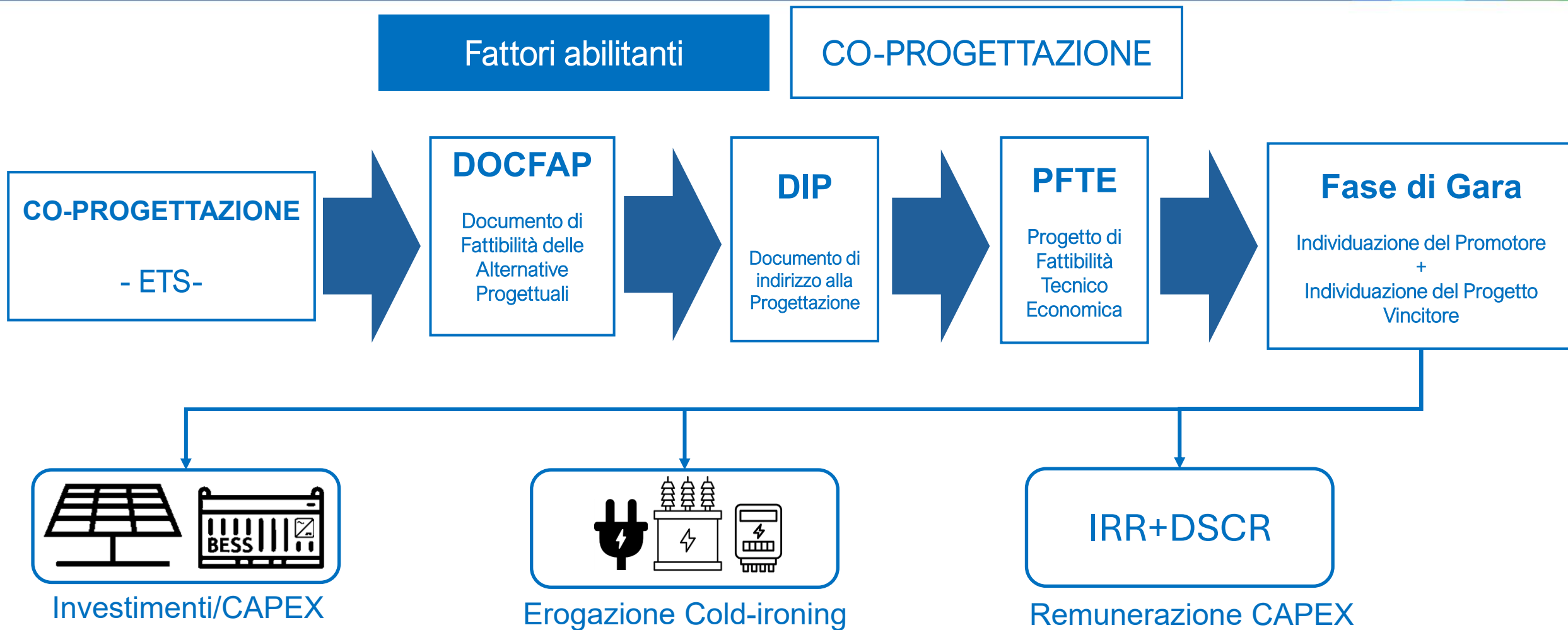
Tariffa garantita per gli
Armatori

Fattori abilitanti

CO-PROGETTAZIONE

Attrazione
Gestore/Investitore
privato

Autoconsumo Diffuso
(CER, AID)



Criticità

Tariffa di servizio

Costo energia

Tenuta della Rete
Elettrica

Gestione remunerativa

Attrattività di Operatori

Mix soluzioni ottimali

Produzione in situ
+
energia da fonte pulita

BESS + FV

Revenue Stack
Tariffa garantita per gli
Armatori

Fattori abilitanti

CO-PROGETTAZIONE

Attrazione
Gestore/Investitore
privato

Autoconsumo Diffuso
(CER, AID)



- **Efficienza energetica e incremento di autoconsumo di energia rinnovabile:** integrazione nell'ecosistema portuale di impianti fotovoltaici, sistemi di storage, demand response e potenziamento linee di MT/AT
- **Necessità di definizione di un modello strutturato per l'integrazione e governance di tali leve:**
 - I porti sono un ecosistema complesso (utenze energivore distribuite su più cabine primarie)
 - Risulta necessario disegnare una configurazione ottimale dell'autoconsumo energetico attraverso modelli solidi, remunerativi e replicabili



Un porto oggi non è solo un hub logistico.
È un **hub energetico complesso**

I cluster energetici di un'area portuale

Infrastrutture di Banchina (Shore Power / Cold Ironing)

Asset tipici	Dati prodotti	KPI abilitati
- Sistemi cold ironing - Gru elettriche (STS, RTG elettrificate) - Sottostazioni MT/BT - Quadri di distribuzione ...	- kWh per nave / per attracco - Profili di carico (15 min / 5 min) - Potenza di picco (kW) - Power quality - Stato connessione nave ...	- kWh per tonnellata movimentata - Riduzione emissioni CO₂ per nave - Peak shaving potenziale - Load factor banchina ...

Produzione Distribuita & Storage

Asset tipici	Dati prodotti	KPI abilitati
- Fotovoltaico su magazzini - BESS (Battery Energy Storage System) - Inverter intelligenti - EMS locale Comunità Energetiche	- Produzione istantanea (kW) - Energia autoconsumata vs immessa - SOC batterie - Cicli di carica/scarica Dati di metering, flessibilità e storage, ...	% autoconsumo - ROI energetico impianto - Riduzione potenza prelevata KPI di efficienza energetica, economici, flessibilità e resilienza, ESG e decarbonizzazione

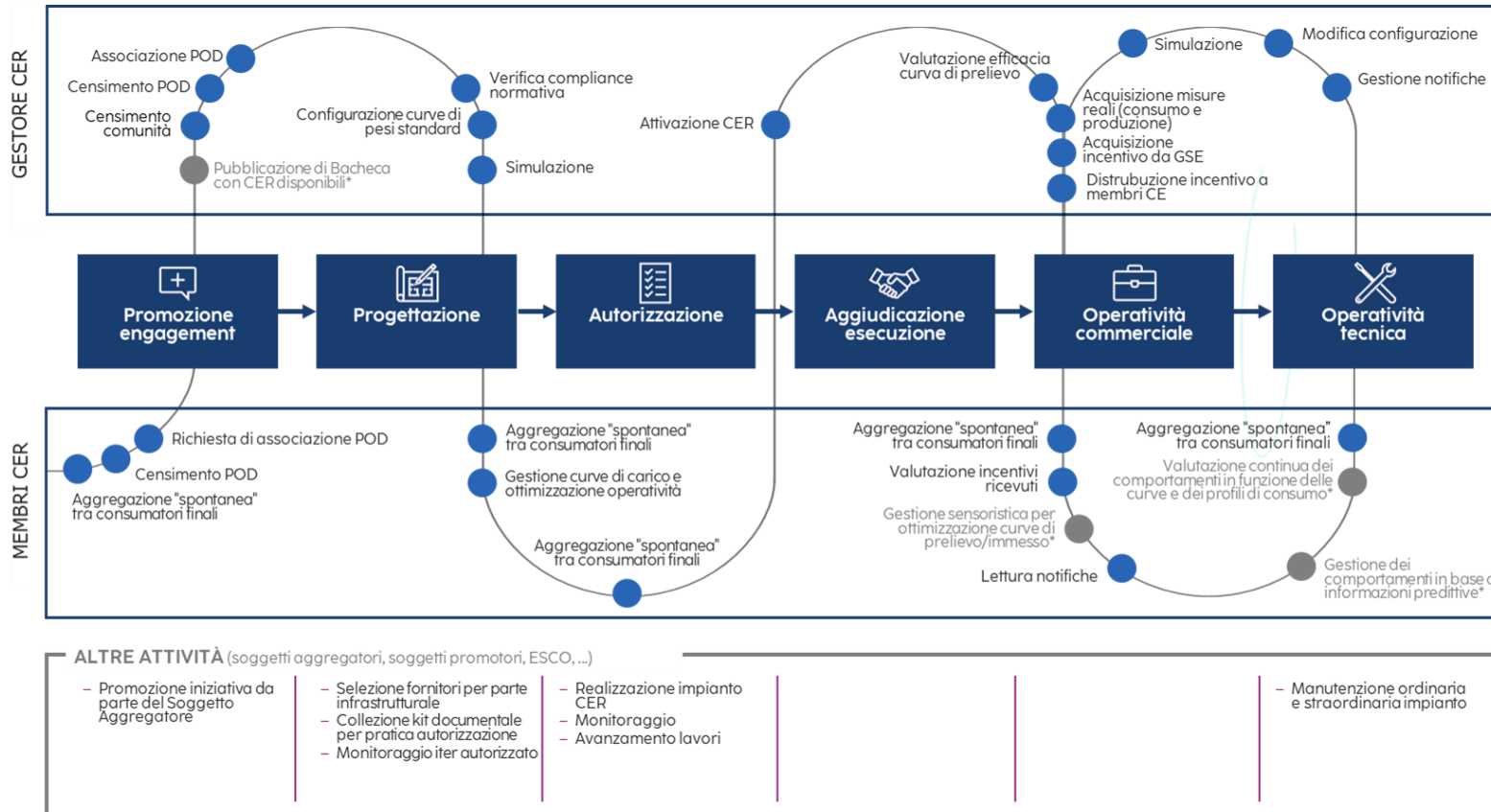
Logistica Elettrificata & Mobilità Interna

Asset tipici	Dati prodotti	KPI abilitati
- Colonnine ricarica camion elettrici - Mezzi portuali elettrici - AGV (Automated Guided Vehicles) - Sistemi fleet management ...	- kWh per mezzo - Cicli di ricarica - Stato batteria flotta - Consumo per missione logistica - Dati telematici GPS + consumo ...	- kWh per container movimentato - Efficienza energetica flotta - Intensità energetica per km - Carbon intensity logistica ...

Edifici, magazzini, Reefer e HVAC

Asset tipici	Dati prodotti	KPI abilitati
- Container refrigerati (reefer) - HVAC magazzini - Illuminazione LED intelligente Edifici e impianti/ BMS (Building Management System)	- Consumo per cluster reefer - Temperatura vs consumo - Orari utilizzo impianti - Profili di assorbimento per edificio Dati edificio: tecnici, economici, operativi, ESG/rendicontazione	- kWh/m² - Efficienza frigorifera - Riduzione dispersioni termiche - Energy intensity per magazzino KPI energetici, economici, operativi, ESG

La soluzione Neta per la gestione delle Comunità Energetiche **Neta**



DATI

Energetici

- Energia prodotta per impianto (kWh)
- Energia autoconsumata fisicamente (prosumer)
- Energia prelevata da rete
- Energia immessa in rete

Economici

- Incentivo CER per energia condivisa
- Risparmio collettivo generato
- Incentivi riconosciuti ai membri

KPI

Economici

- Risparmio €/anno per membri CER

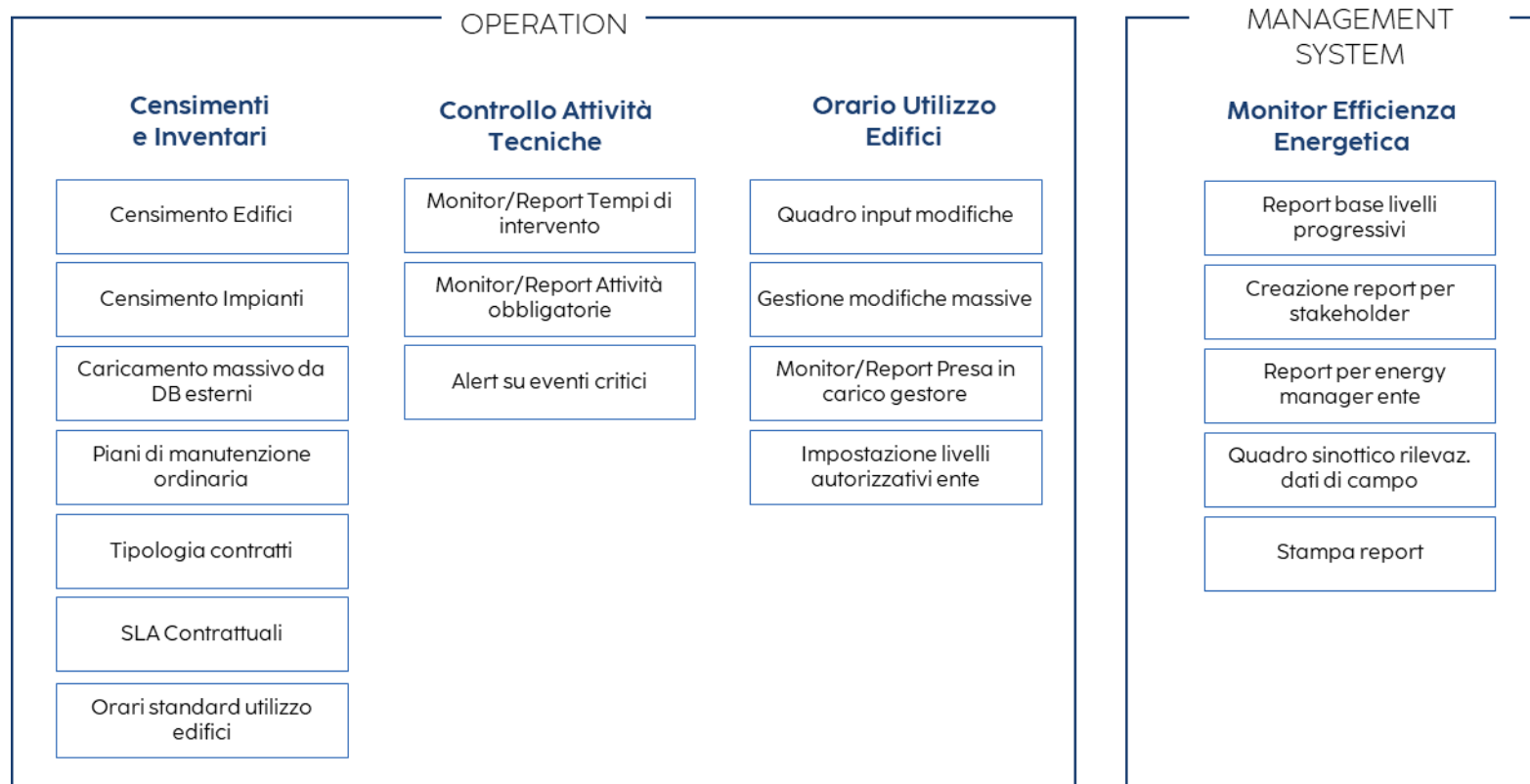
Energetici

- Totale Energia prodotta dalla configurazione
- Totale Energia consumata dalla configurazione
- Percentuale di autoconsumo fisico
- Energia condivisa tra membri (kWh condivisi)
- Energia autoconsumata fisicamente (prosumer)

Ambientati

- CO2 Evitata per l'utilizzo condiviso di energia da FER
- Tonnellate Equivalente di Petrolio (TEP)
- Numero Alberi equivalenti

La soluzione Neta per la Gestione Patrimoni Edili



DATI

Tecnici

- Consumi elettrici e termici per edificio
- Consumi per cluster operativo
- Profili temporali
- Stato impianti
- Storico interventi manutentivi
- SLA rispettati / non rispettati

Operativi

- Orari di utilizzo
- Richieste variazioni
- Ticket manutentivi
- Tempi medi di intervento (MTTR)

...

...

KPI

Energetici

- Discostamento rispetto a budget energetici
- Anomalie di consumo rispetto a indice climatico
- Discostamento consumi rispetto a produzioni

Operativi

- Rispetto KPI fornitori (Tempo di intervento, Tempo di presa in carico, ...)
- Rispetto KPI piani di manutenzione (Rispetto calendario, Esito Manutenzione)

Altro

- Rispetto KPI di richieste di modifica orari di funzionamento
- Rispetto di rinnovi documentali (Certificati ISPEL, Certificazioni...)

**Riduzione strutturale
dei costi energetici**

**Capex «abilitante» con ritorni
sul territorio**

**Sostenibilità misurabile e
replicabile**



Il fattore critico di successo è la governance

Tutti questi key elements vengono a decadere se manca una governance univoca e forte. L'ADsP deve agire da abilitatore o coordinatore (modello operativo, regole, onboarding dei membri, monitoraggio e ottimizzazione tramite EMS) per garantire redditività e replicabilità dello schema proposto

L'ecosistema digitale dei porti/ Focus su gestione energetica | Neta

Tipologia dati Dettaglio

Dati «core» IoT

1. Sistemi BESS (Battery Energy Storage System)
2. Caldaie e condizionatori HVAC
3. Colonnine ricarica
4. Mezzi portuali elettrici/ altri mezzi non FER
5. Impianti fotovoltaici (CER, altro)
6. Lampioni LED illuminazione
7. Energy Community
8. Consumi Energy
9. ...

Dati «core» non IoT

10. Dati Terminal Operating System (TOS)
11. Dati da Sistemi di Pianificazione logistica
12. Dati Economici e finanziari (ERP, concessioni, ...)
13. Dati contrattuali (Asset&Facility mgmt, dati di mercato energia, ...)
14. ...

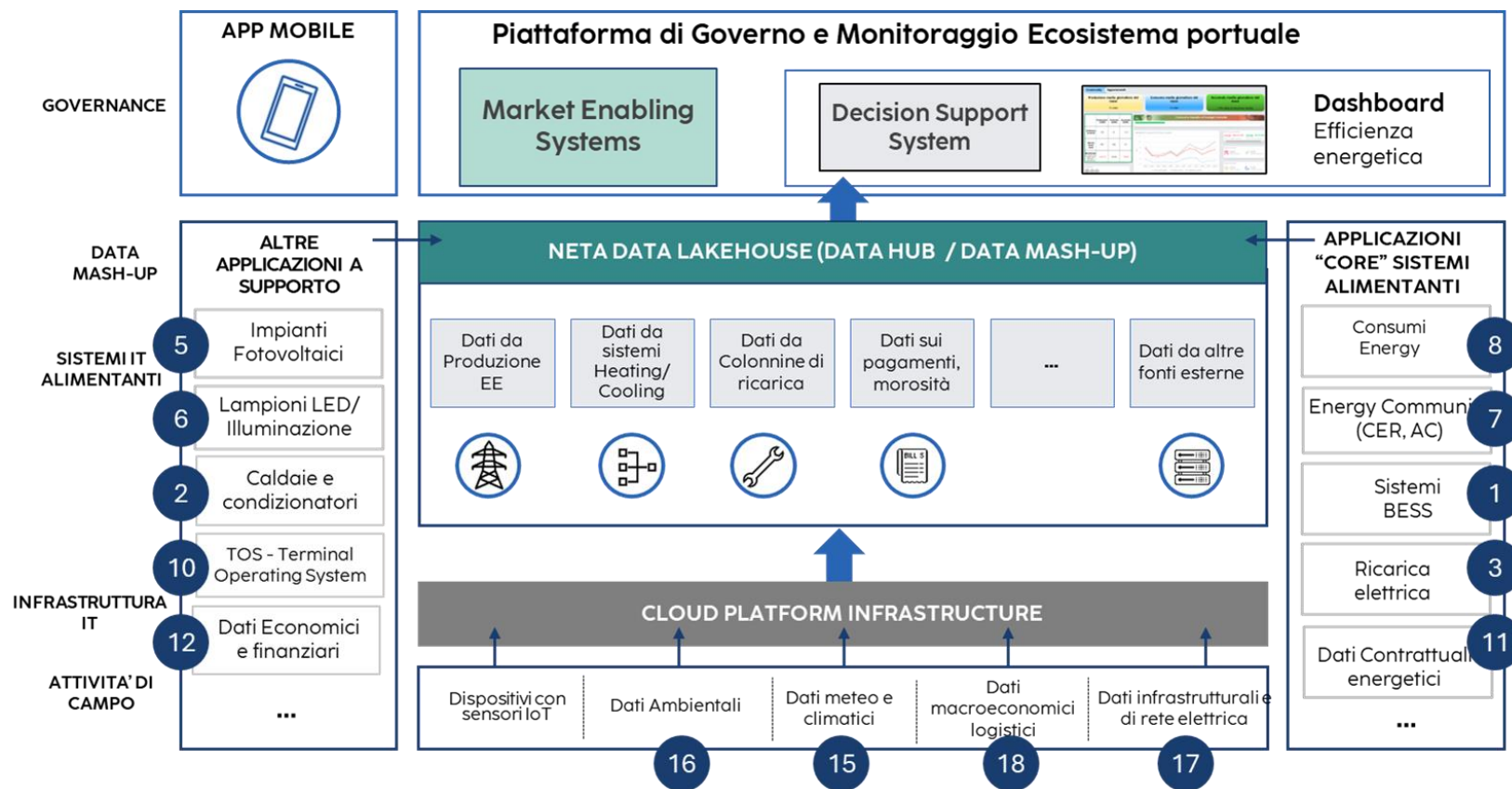
Altri dati «non core»

15. Dati meteo e climatici
16. Dati ambientali & Qualità dell'aria
17. Dati infrastrutturali e di rete elettrica
18. Dati macroeconomici e logistici
19. ...



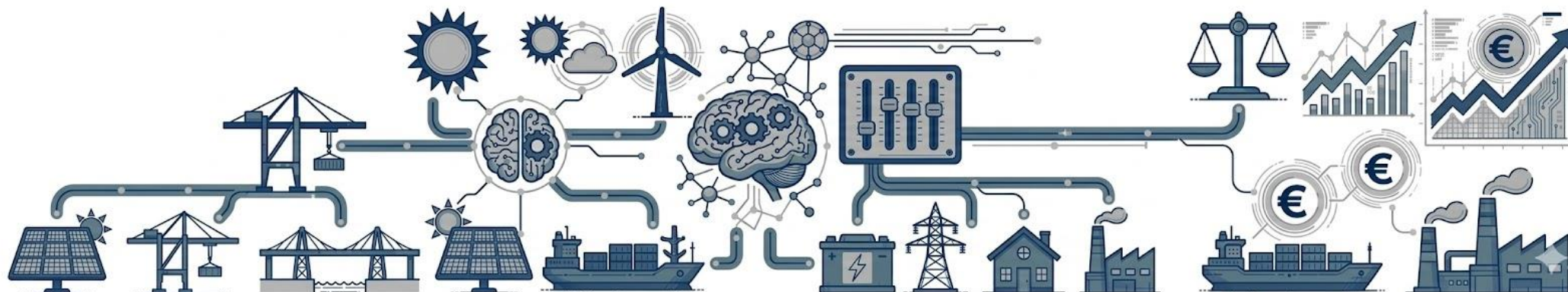
La governance digitale dei porti

- **Dashboard Direzionali**
- **Architettura di correlazione dati** - Integrazione tra: Dati core energetici, Dati operativi (TEU, slot nave), Dati meteo, Prezzi energia, Incentivi
- **Architettura di data integration** - Normalizzazione dati, Storizzazione profonda, Integrazione IoT + economico + meteo, Modello unico energetico
- **Alimentazione dati da Sistemi Verticali:** EMS, CER (Neta), Patrimoni (Neta), Fleet, SCADA, TOS



Datanetwork

Smart Port Energy Management System



IoT & Connectivity

Acquisizione dati da contatori, inverter FV e gru. Integrazione SCADA con protocolli Modbus e IEC 61850

Forecasting AI

Previsione produzione solare/eolica e carico navi tramite modelli meteo e Port Community System

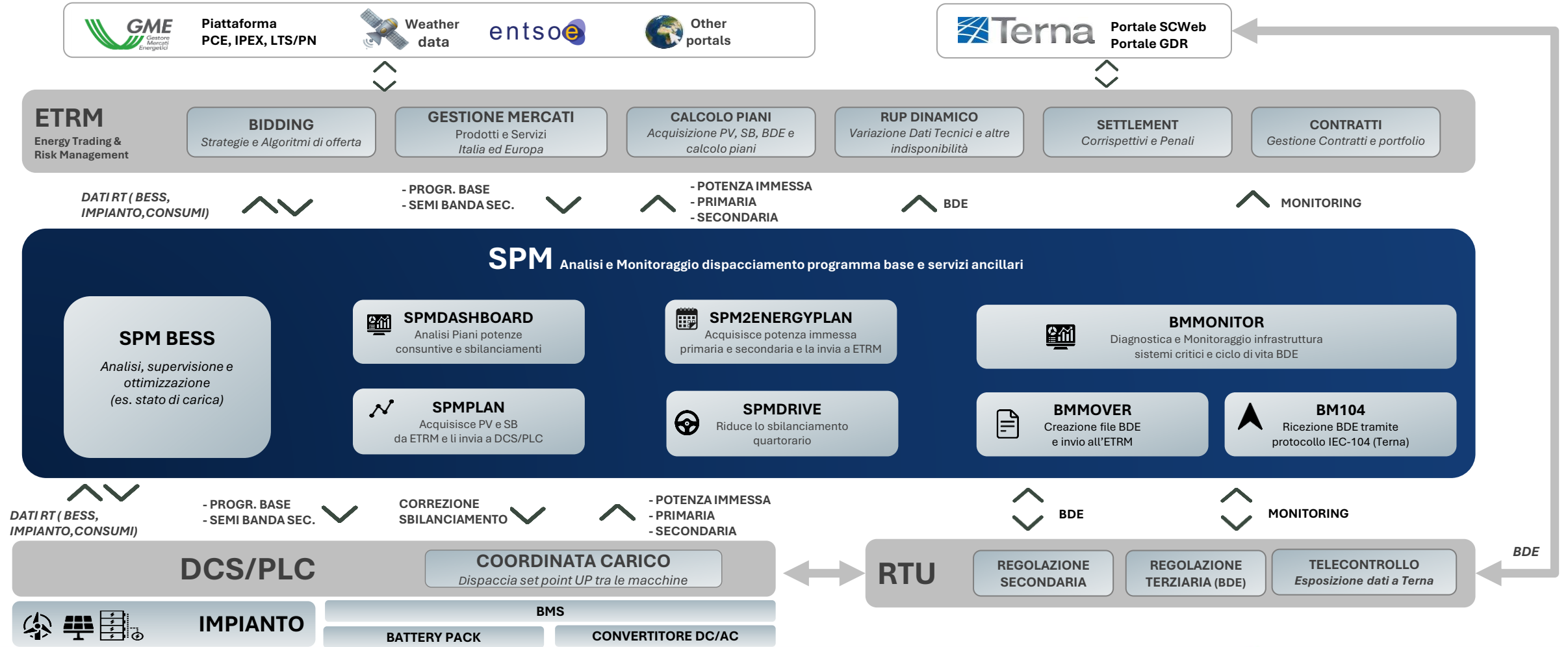
VPP Optimizer

Dispacciamento in tempo reale: consumare, stoccare o immettere in rete in base al prezzo zonale MGP

Market & Settlement

Offerte di mercato, monitoraggio dispacciamento, fatturazione ai terminalisti e calcolo risparmio CO₂

Logical-Functional stack



ASSOCOSTIERI Servizi



CER e Valore economico finanziario

Le slide precedenti hanno analizzato tecnologie, governance e strumenti giuridici



Obiettivo sviluppare le tematiche analizzate in termini **economico finanziario**



AdSP ha un ruolo di abilitazione e coordinamento producendo un
valore un economico finanziario misurabile



Il **modello economico-finanziario** non è la **conclusione** del processo ma è lo strumento che
orienta le scelte



Le variabili tecnico giuridiche analizzate sono sintetizzate nel **PEF**

La CER : coerenza agli investimenti un approccio sistemico

La CER è il soggetto **che coordina e trasforma** gli investimenti in valore.

Gli impianti devono essere **finanziati**

La CER serve a renderli **economicamente sostenibili**

La **governance** è la condizione che lo rende possibile

Il modello economico-finanziario **sintetizza e da coerenza** alle variabili analizzate

Il fabbisogno energetico: primo componente della baseline del PEF

Fabbisogno energetico totale

Consumo medio annuo (GWh) X Prezzo medio energia + Potenza di picco (kW) x quota potenza (€/kW/anno)

Costo variabile

Costo fisso strutturale
indipendente dal KWh consumato

Costo energetico attuale (€/anno)

Trend prezzo energia (+ % annuo)

Scenario di riferimento "do nothing"

Baseline del PEF

Il profilo di carico: secondo componente della baseline del PEF.

Profilo di carico (KWh)

Distribuzione temporale del fabbisogno



Curva di produzione

Distribuzione temporale della generazione



Disallineamento temporale

Produzione – Consumo



Energia autoprodotta non utilizzata



Imnessa in rete al PUN
Entrata marginale

Energia acquistata ai picchi



costo variabile
costo massimo



Baseline del PEF

Potenziale FER - dal MWp installabile al piano di investimento

Superfici disponibili (mq) × rendimento FV (kWh/kWp/anno) ← dato da irraggiamento locale



Producibilità annua stimata (kWh/anno)



Autoconsumo AF

Energia condivisa
incentivo GSE
Ricavi totali impianto

Energia residua
(RID / PUN)



vs. Capex installazione



TIR – VAN - Payback

Dal disallineamento temporale al VAN incrementale: lo storage come scelta economica

Storage /POS

Carica nelle ore di surplus FV
(energia prodotta > energia consumata)

Scarica nelle ore di deficit
(energia consumata > energia prodotta)

Sposta energia nel tempo

Abbatte il picco di potenza

Aumenta quota energia condivisa

Riduce quota potenza impegnata in bolletta

Incentivo GSE

Costo fisso strutturale baseline

VAN incrementale alla CER dello storage

Capex storage vs. Δ Ricavi GSE + Δ Risparmio quota potenza

Lo storage come leva economica del PEF

Dimensionamento dello storage

Capacità (MWh)



q.tà energia che si accumula
disallineamento tra profilo di
carico e curva FV
velocità di carica/scarica
dimensionata sul picco

Cicli/anno



- vita utile della batteria
- voce di Opex (degradazione)
- impatta il cash flow negli anni finali

Impatto sul PEF

Capex storage (€/kWh installato)

- investimento aggiuntivo
- Contributo GSE > costo storage

Ricavi GSE

- > kWh condivisi > tariffa

effetto diretto sul P&L per 20 anni

- Costo fisso potenza
- riduzione quota potenza impegnata
- risparmio annuo strutturale

La decisione di investimento

Confronta Capex storage (€)



Δ Ricavi GSE (€/anno $\times$ 20 anni)

+

Δ Risparmio quota potenza (€/anno)

=

VAN incrementale dello storage



$VAN > 0 \rightarrow$ storage si giustifica

$VAN < 0 \rightarrow$ storage non conveniente

Cold ironing : valore e leva di adesione

Ore di stazionamento navi/anno × Potenza assorbita nave (kW)

=

Fabbisogno energetico cold ironing (MWh/anno)

Costo energia elettrica fornita a terra (€/MWh)

Costo alternativo (gasolio ausiliario nave)

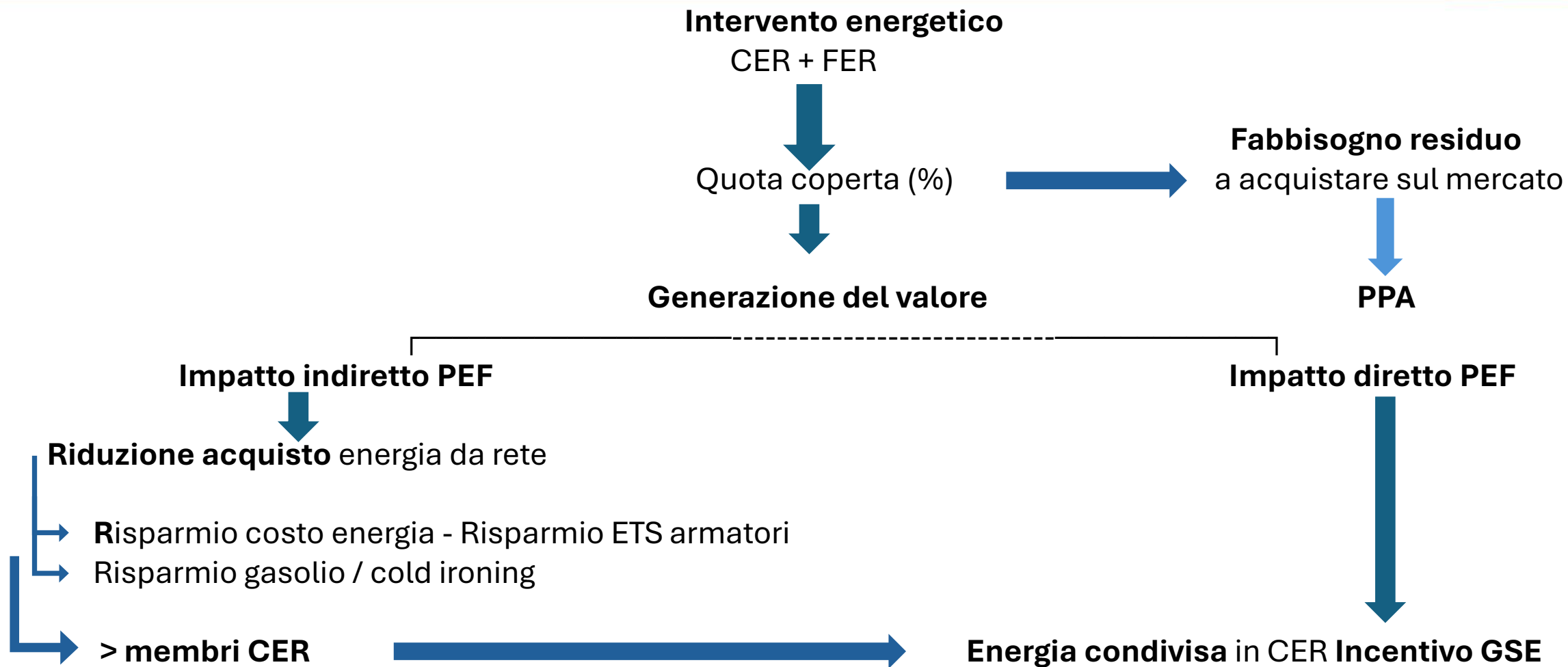
risparmio per l'armatore

+ Valore emissioni evitate (EU ETS shipping)

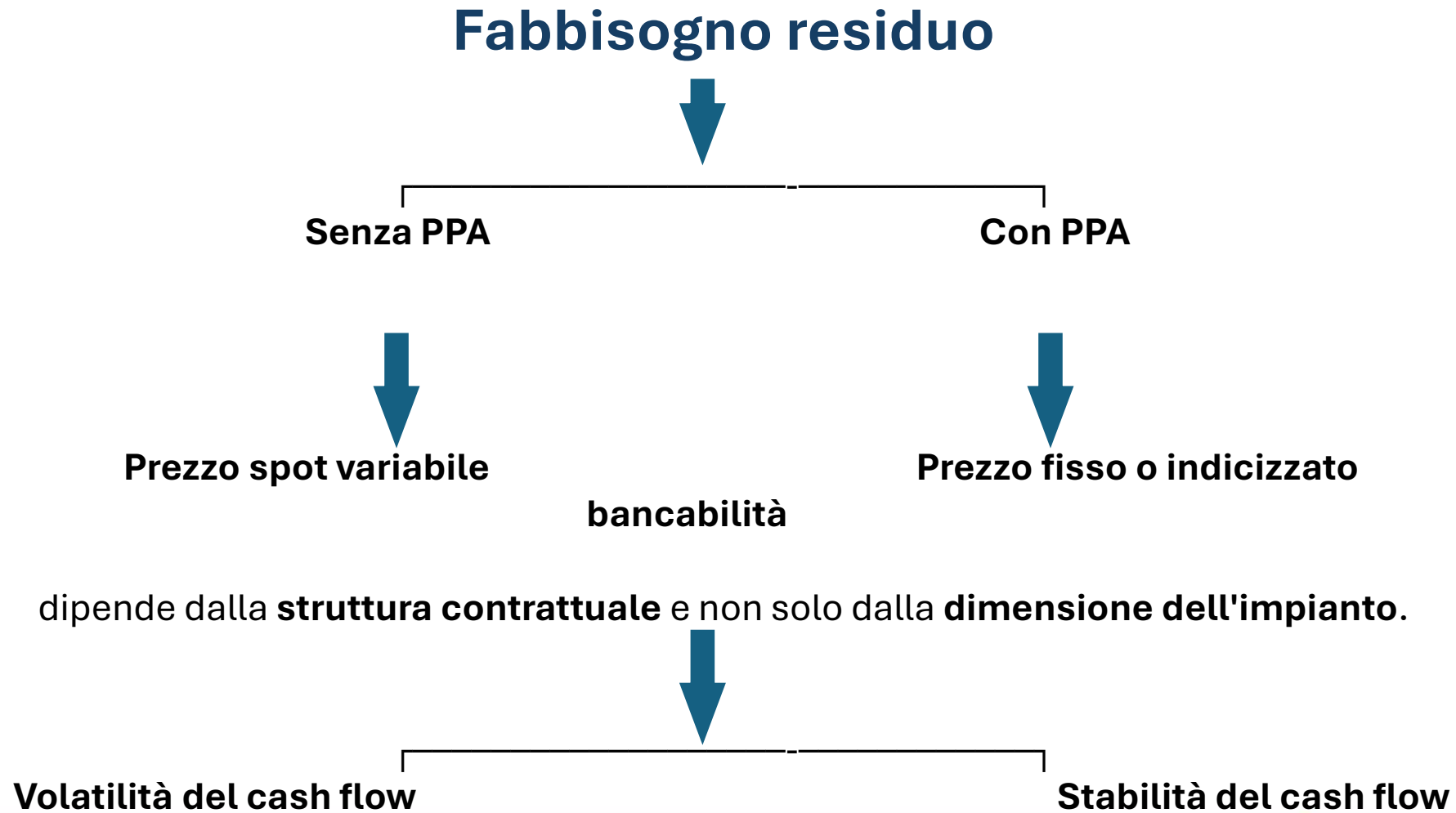
leva di adesione

Intervento energetico

Dalla diagnosi energetica alla decisione finanziaria



Dal fabbisogno residuo alla stabilità del piano: il PPA come variabile di bancabilità



PPA struttura e impatto sul PEF

Struttura

Durata contratto (10-20 anni)



orizzonte coerente con vita utile impianto

Prezzo concordato (€/MWh)



voce fissa di costo nel P&L
base delle assunzioni di piano

Volumi contrattualizzati (MWh/anno)



devono coprire il fabbisogno residuo
eccedenze e carenze → clausole contrattuali



Indicizzazione (se prevista)

cap/floor sul prezzo



Impatto

Costo energia residua (€/anno)



voce stabile dell'Opex
non esposta alla volatilità del mercato



Sensitività ridotta

scenario pessimistico più contenuto
intervallo VAN più stretto

Bancabilità



cash flow prevedibile
DSCR calcolabile con affidabilità
Frequente prerequisite per l'erogazione

La struttura PPP del PEF

CER

CAPEX

Zero

RICAVI

Tariffa premio GSE - kWh condivisi $\times$ €/kWh $\times$ 20 anni

Quota corrispettivi da membri - Quota associativa o fee di gestione

Vendita energia residua in rete (RID / PUN)

COSTI OPERATIVI (Opex)

Costo PPA (energia residua)

Gestione EMS e piattaforma digitale

Costi amministrativi CER

EBITDA

SPV

- Concessionario portuale

CAPEX

PV + BESS + OPS (Cold Ironing / Infrastrutture Onshore Power Supply)

RICAVI

PPA con navi - Cold Ironing

Quota distribuita da CER - I centivo GSE

COSTI OPERATIVI (OPEX)

Costo energia

- Cold Ironing (nave allacciata) - consumo diretto → costo zero per la SPV
- BESS (accumulo per uso futuro) - carica di giorno → scarica di sera per le navi
- Autoconsumo SPV (uffici, gru, illuminazione porto) consumo diretto → risparmio bolletta
- Immissione in rete (eccedenza non utilizzata)
 - entra nel meccanismo CER → incentivo GSE
 - oppure vendita a RID/PUN se non condivisa

O&M - Operations & Maintenance (PV+BESS +OPS)

EMS + piattaforma + amministrazione

EBITDA

La struttura PPP del PEF – dall'EBITDA al FCF

CER
EBITDA

n.1 – n.20

=

Redistribuito ai membri pro-quota
nessun utile distribuibile •
logica mutualistica

SPV
EBITDA

n.1 – n.20

–

Ammortamenti
PV + BESS + OPS
Interessi
IRES / IRAP

=

UTILE NETTO

+

Ammortamenti

=

–

Quota capitale di debito

FREE CASH FLOW

n.1 – n.20

La struttura PPP del PEF - Gli indicatori di decisione

CER - Redistribuzione

EBITDA

Free Cash Flow (redistribuito)

IRR equity – non calcolabile

DSCR – non applicabile

SPV - Bancabilità

EBITDA - redditività operativa annua

EBITDA / Ricavi= redditività

Free Cash Flow-

Payback semplice= Capex / FCF

IRR equity - rendimento dell'intero capitale investito

- hurdle rate /soglia minima di rendimento richiesta soci nella SPV
- elemento di selezione AdSP (market testing art. 77, D.lgs. 36/2023)
- Indirettamente rilevante per le gare PPP (offerta economicamente più vantaggiosa D.lgs. 36/2023)

DSCR = (FCF / rata debito) - sostenibilità del debito

- Importo minimo per 20 anni
- requisito bancabilità
- base dei covenant contrattuali
- determina la struttura del debito (durata, tasso, garanzie)

La struttura PNRR + PPP del PEF

AdSP

CAPEX

RICAVI

OPS

Canone concessorio SPV
Contributo annuale PNNR

COSTI OPERATIVI (Opex)

Costi amministrativi AdSP
O&M -Operations & Maintenance OPS straordinaria

EBITDA

CER

CAPEX

RICAVI

Zero

Tariffa premio GSE -
Quota corrispettivi da membri
Vendita energia residua in rete (RID / PUN)

COSTI OPERATIVI (Opex)

Costo PPA (energia residua)
Gestione EMS e piattaforma digitale
Costi amministrativi CER

EBITDA

SPV

- Concessionario portuale

CAPEX

RICAVI

PV + BESS
OPS - diritti d'uso IFR S16

PPA con navi - Cold Ironing
Quota distribuita da CER -Incentivo GSE

COSTI OPERATIVI (Opex)

Costo energia

- Cold Ironing (nave allacciata) - consumo diretto → costo zero per la SPV
- BESS (accumulo per uso futuro) - carica di giorno → scarica di sera per le navi
- Autoconsumo SPV (uffici, gru, illuminazione porto) consumo diretto → risparmio bolletta
- Immissione in rete (eccedenza non utilizzata)
 - entra nel meccanismo CER → incentivo GSE
 - oppure vendita a RID/PUN se non condivisa

O&M -Operations & Maintenance (PV+BESS +OPS ordinaria)
EMS + piattaforma + amministrazione
Canone concessorio SPV

EBITDA

La struttura PNRR + PPP del PEF – dall'EBITDA al FCF

AdSP
EBITDA

n.1 – n.20

=

Pareggio
Perdita

CER
EBITDA

n.1 – n.20

=

Redistribuito ai membri
pro-quota
nessun utile distribuibile ·
logica mutualistica

SPV
EBITDA

n.1 – n.20

-

Ammortamenti
PV + BESS + OPS diritti uso
Interessi
IRES / IRAP

=

UTILE NETTO

+

Ammortamenti

-

Quota capitale di debito

=

FREE CASH FLOW

n.1 – n.20

Grazie per l'attenzione



Conf
com



Confcommercio

confrtrasporto

