



**POLITECNICO
MILANO 1863**

DIPARTIMENTO
DI ENERGIA



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI CAGLIARI**



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

COORDINAMENTO
X FREE

Analisi di possibili traiettorie per la transizione energetica in Sardegna

Giuliano Rancilio
Politecnico di Milano
Dipartimento di Energia

06.03.2025

1

17/03/2025

KEY - Analisi di possibili traiettorie per la transizione energetica in Sardegna

2

Il gruppo di lavoro

COORDINAMENTO
FREE



**POLITECNICO
MILANO 1863**



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI CAGLIARI**



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

Maurizio Delfanti

Giuliano Rancilio
Giuseppe Muliere
Marianna Pozzi
Fabrizio Fattori
(Università degli studi
dell'Insubria)

Fabrizio Pilo

Simona Ruggeri

Arturo Lorenzoni

Linda Cerana
Giovanni Cappena

2

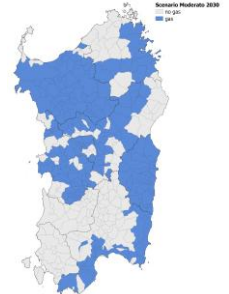
Contesto

- Il Paese va verso la progressiva decarbonizzazione del sistema energetico: il PNIEC rispetta gli obiettivi UE proponendo -55% di emissioni di CO2 rispetto al 2005.
- La pianificazione energetica offre una dettagliata stima degli interventi necessari:
 - PNIEC → un obiettivo di produzione e **capacità FER installata a livello italiano**.
 - Decreto Aree Idonee (giugno 2024) → **«burden sharing» tra le Regioni italiane**.
 - Documento di Descrizione degli Scenari 2024 a cura di TERNA-SNAM → **fabbisogno di accumuli al 2030 per zona** di mercato elettrico.
- Mentre nel resto d'Italia la transizione passa per l'uso del gas metano (per un periodo), in Sardegna il metano non è oggi utilizzato, per assenza storica di infrastrutture.
- Già altri studi si sono chiesti se la decarbonizzazione in Sardegna possa passare per una elettrificazione diretta alimentata da rinnovabili oppure se sono necessari nuovi investimenti in combustibili fossili (UniCa, RSE, WWF).

Questo studio ripropone la stessa domanda, forte delle basi di informazione divenute disponibili nel corso del tempo, che delineano meglio il quadro dei vincoli. Ci si concentra sul 2030, con uno sguardo alla piena decarbonizzazione nel 2050.



Transiti interzonali 2030.
Fonte: Terna-Snam



Bacini «metanizzabili» secondo uno scenario moderato. Fonte: RSE

3

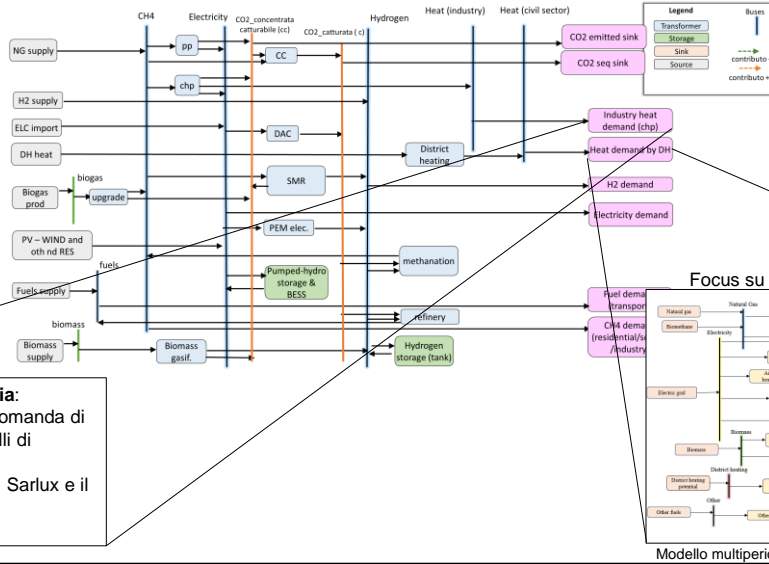
Obiettivi dello studio: determinare il costo sistemico dei vari scenari considerati

- Il modello impiegato (NEMeSI) è in grado di determinare la traiettoria ottima di un sistema energetico, avendo un punto di vista «societal», cioè considerando:
 - CAPEX e OPEX di asset dispiegati in base a dinamiche di mercato;
 - CAPEX e OPEX di asset infrastrutturali (regolati);
 - esternalità ambientali (emissioni);
 - su un orizzonte temporale definito (2030; 2050).
- In questo studio, i vincoli al contorno (riduzione emissioni; potenziali delle FER; asset esistenti; infrastrutture necessarie; ecc) sono stati cristallizzati in alcune **configurazioni pre – impostate** → ciascuna configurazione corrisponde a uno scenario studiato.
- Si è poi ottimizzata la traiettoria del sistema energetico della Sardegna in termini di total annualized cost (TAC) corrispondenti a ciascuno dei **quattro scenari**.
- Si sono ricavate in esito informazioni su **capacità installate** (produzione elettrica), **tecnologie adottate** (usi finali), flussi energetici, capex e opex, prezzi.

4

NEMeSI: modello orario del sistema energetico nazionale

- Ottimizza il Total Annualized Cost (TAC) del sistema energetico.
- Restituisce dettaglio orario, adatto alle dinamiche del sistema elettrico.
- Restituisce informazioni su capacità installate, flussi energetici, capex e opex.



Focus su industria:

- Segmentazione della domanda di calore in diversi intervalli di temperatura.
- Analisi di casi peculiari: Sarlux e il polo dell'alluminio.

Domanda di servizi energetici al 2030

Fabbisogno elettrico

≈ 8,0 TWh

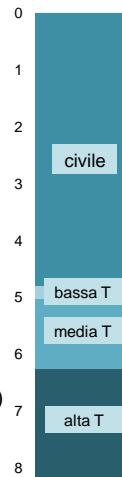
tasso elettrificazione in Sardegna già alto (e in aumento)

Fabbisogno termico

≈ 8,2 TWh

di cui:

- 4,8 TWh nel settore civile (-1,9 rispetto a oggi per riqualificazioni)
- 3,4 TWh nel settore industriale
 - 0,3 a bassa T (< 100°C)
 - 1,2 a media T
 - 1,9 ad alta T (> 200°C)



Fabbisogno trasporti

≈ 1300 ktep

di cui:



- 73% diesel
 - 23% benzina
 - 1% gpl
 - 3% elettrico
- Bassa penetrazione del vettore elettrico nello scenario PNIEC (12% di penetrazione nel settore auto e veicoli commerciali leggeri).

Vettore elettrico ulteriormente estendibile a: termico civile; calore industriale; mobilità elettrica

Ulteriori apporti rilevanti considerati: raffineria Sarlux; ripresa polo alluminio (+4,3 TWh ele + th)

Configurazioni e traiettorie del sistema elettrico

- Lo scenario base è il FER100%, uno scenario con **FER elettriche al 100%**: chiusura degli impianti a carbone (Fiume Santo e Sulcis) e dell'IGCC a prodotti di raffinaria.
- Si considera poi uno scenario con **Sarlux a rispondere a requisiti di essenzialità** (7350 ore minime di funzionamento vincolate).
- Si considera la riconversione di **Fiume Santo a gas** in ottica di partecipazione al mercato.
- Le FER ostacolano l'industria? Si verifica la compatibilità della **ripresa del polo dell'alluminio** con lo scenario FER100%.

	FER 100%	FER + Sarlux	FER + Sarlux + gas	FER100 % con polo alluminio
Centrali termoelettriche	-	 Sarlux	 Sarlux + Fiume Santo riconvertita a gas	
Domanda energetica	Come da scenari	Come da scenari	Come da scenari	Come da scenari + ripresa polo alluminio

Pianificazione energetica: cosa dicono i documenti di rilievo?

TABELLA A - RIPARTIZIONE REGIONALE DI POTENZA MINIMA PER ANNO ESPRESSA IN MW

Regione	Obiettivi di potenza aggiuntiva [MW]									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Abruzzo	4	65	196	454	640	850	1.086	1.350	1.648	2.092
Basilicata	145	204	329	543	748	973	1.218	1.486	1.779	2.105
Calabria	45	95	210	549	857	1.206	1.603	2.055	2.568	3.173
Campania	74	237	569	909	1.297	1.728	2.206	2.736	3.325	3.976
Emilia-Romagna	100	343	860	1.288	1.851	2.504	3.263	4.143	5.164	6.330
Friuli-Venezia Giulia	30	96	321	404	573	772	1.006	1.280	1.603	1.960
Lazio	82	305	544	933	1.346	1.829	2.396	3.059	3.835	4.757
Liguria	29	80	122	198	281	382	504	653	834	1.059
Lombardia	184	622	1.521	1.963	2.714	3.592	4.616	5.812	7.208	8.766
Marche	32	110	241	457	679	930	1.217	1.544	1.916	2.346
Molise	2	38	59	175	273	383	509	651	812	1.003
Piemonte	78	285	851	1.098	1.541	2.053	2.645	3.330	4.121	4.991
Puglia	163	507	876	1.672	2.405	3.213	4.104	5.084	6.165	7.387
Sardegna	34	175	468	998	1.553	2.207	2.980	3.892	4.969	6.264
Sicilia	144	473	952	1.842	2.764	3.847	5.120	6.616	8.375	10.485
Toscana	42	150	359	667	1.019	1.444	1.958	2.580	3.332	4.250
TrAA - Bolzano	11	41	120	139	186	239	298	364	438	515
TrAA - Trento	11	41	108	140	195	258	333	419	520	631
Umbria	15	60	135	279	429	609	823	1.079	1.384	1.756
Valle d' Aosta	1	4	10	27	47	75	112	162	231	328
Veneto	125	413	1.088	1.373	1.889	2.483	3.164	3.947	4.847	5.828
Totale	1.348	4.344	9.940	16.109	23.287	31.578	41.160	52.243	65.075	80.001

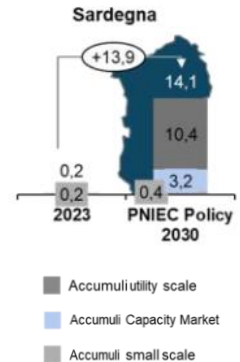
Cd Decreto Aree Idonee, art. 2

Sardegna

- Requisito minimo di nuovo installato al 2030 di 6264 MW rispetto al 2021.
- Quindi un totale installato di:
 - Fotovoltaico: ≥ 5650 MW (+3959 MW rispetto a oggi)**
 - Eolico: ≥ 3050 MW (+1840 MW rispetto a oggi)**

DDS TERNA - SNAM

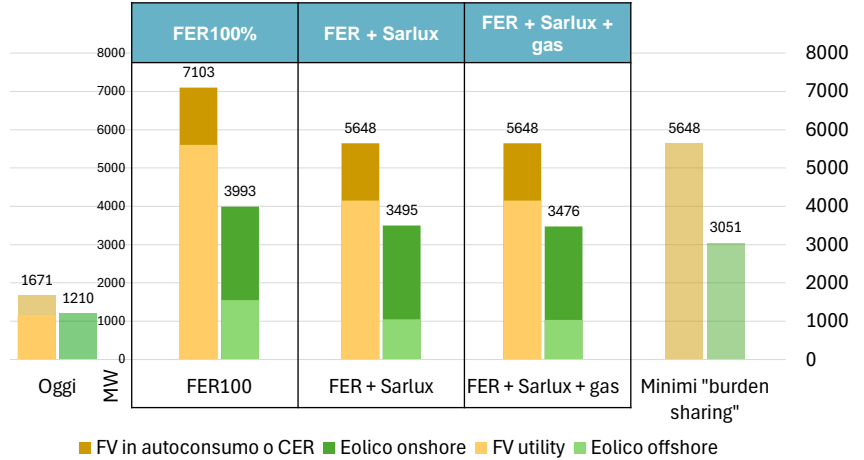
Circa **14'000 MWh di accumuli**, (prevale utility scale).



Risultati dello studio: capacità di generazione installata

NEMESI dà diversi installati FRNP, con vincolo minimo del «burden sharing».

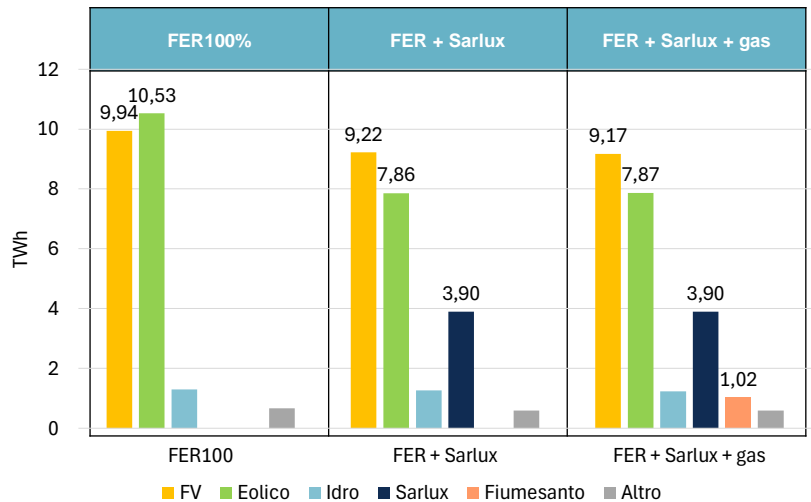
- Lo scenario FER100% installa maggiormente FV ed eolico, superando il minimo.
- Gli scenari con Sarlux e/o Fiume Santo **riducono capacità FER installata (-18%)**.
- Accumuli: il modello non investe oltre i **14 GWh** (Terna-Snam).
- **Installazione annua FER100%: 900 MW (FV) e 460 MW (eolico).**



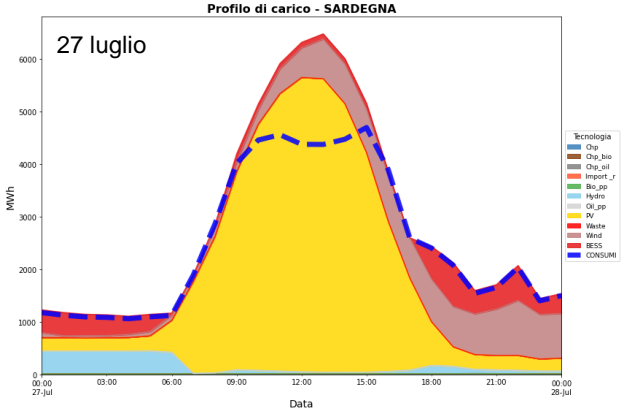
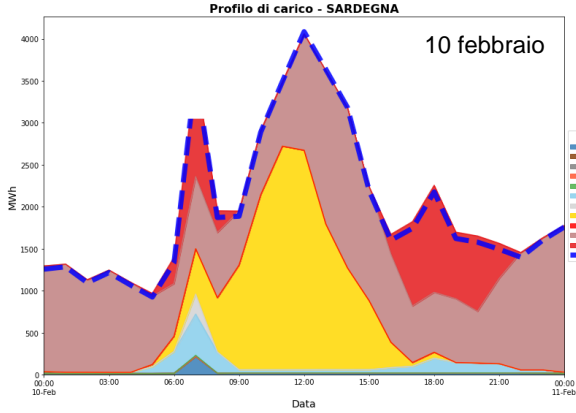
Quanti impianti servono da qui al 2030? 50'000 impianti in copertura e 900 impianti utility-scale. Quanto suolo consumiamo? Servono 4500 ettari da qui al 2030 →0,4% della SAT

Risultati dello studio: flussi elettrici, import/export

- Lo scenario FER100% è a grandissima prevalenza di FER, con minimi contributi di CHP esistenti e import.
- Sarlux produce molto (7350 Heq) → si deve al vincolo di **essenzialità**.
- Nel 2030, il **Tyrrhenian Link** ridurrà il requisito di essenzialità.
- Fiume Santo produce poco (1700 Heq) → **spiazzato da FER nel mercato**.
- Fiume Santo di fatto aumenta l'export (+1 TWh sul caso FER + Sarlux).



Risultati dello studio: focus elettrico

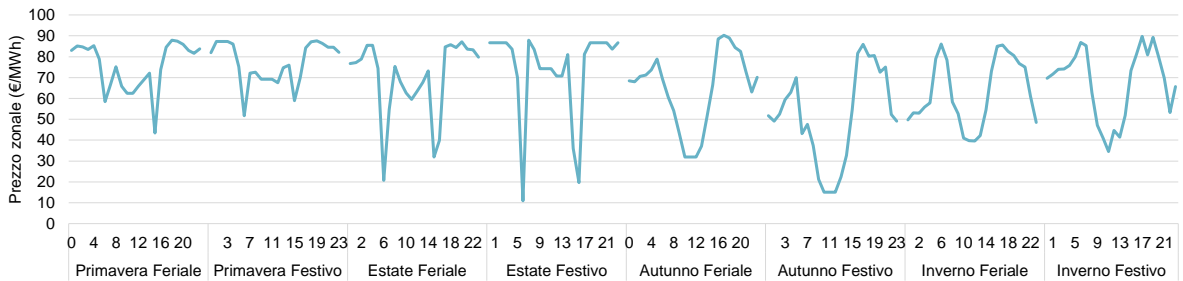


- Profilo invernale, caratterizzato dal **picco mattutino di riscaldamento elettrico** (6:00-8:00) soddisfatto dalle **BESS**.
- **Profilo estivo**, con sovrapproduzione rispetto al carico sardo. (linea tratteggiata) e conseguente **export** o (limitata) overgeneration.

	FER 100	FER + Sarlux	FER + Sarlux + gas
Overgeneration su produzione FRNP	11%	9%	9%

11

Risultati dello studio: una proiezione sul prezzo zonale



- Poca dipendenza dal gas (import marginale in poche ore all'anno).
- NEMESI considera l'azione degli accumuli (ridotti spread giornalieri).
- Riduzione sensibile dei costi rispetto a oggi: prezzi molto bassi nelle ore centrali della stagione estiva (elevata produzione FV) e autunnale.
- Come in tutto il Paese, una parte del costo energetico è trasferita sulle componenti capacitive (Capacity Market; MACSE).
- Ma anche... parallela riduzione degli OGS.

	2024	2030
Prezzo zonale medio (€/MWh)	108,3	66,4 (-39%)

12

Risultati dello studio: bilanci energetici ed emissioni

Rispetto alla domanda iniziale,
l'elettificazione si estende a:

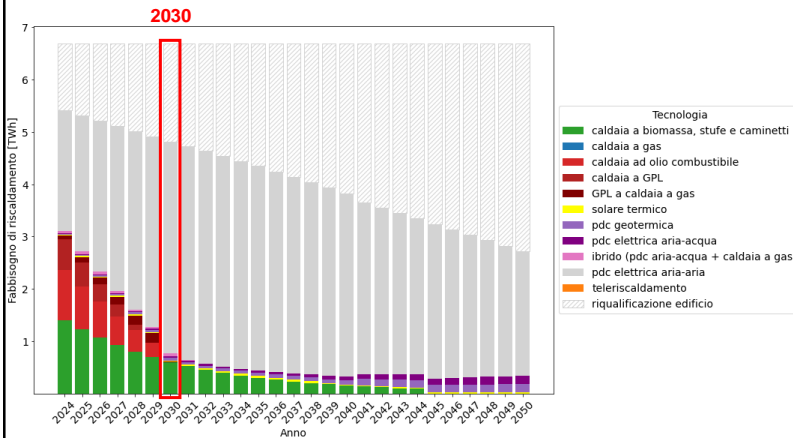
- 2,5 TWh termico civile
- 0,9 TWh calore industriale
- 0,4 TWh di domanda di trasporto

Il **fabbisogno di gas** al 2030 è concentrato nella generazione di **calore industriale a media-alta temperatura** (3,7 TWh).

Nello scenario con la ripresa del polo dell'alluminio, target emissivi rispettati. La domanda energetica incrementale (2 TWh + 200 ktep) si immagina soddisfatta da una nuova centrale a gas CHP al servizio dell'intero polo.

	FER100%	FER + Sarlux	FER + Sarlux + gas	FER100% con polo alluminio
Emissioni di CO2 Sardegna (MtCO2eq)	7,19	8,70	9,11	5,67
di cui per consumi netti Saras (MtCO2eq)	2,54	2,54	2,54	2,54
riduzione percentuale rispetto al 2020	-62%	-54%	-52%	-57%

Risultati dello studio: focus sull'evoluzione del settore termico civile

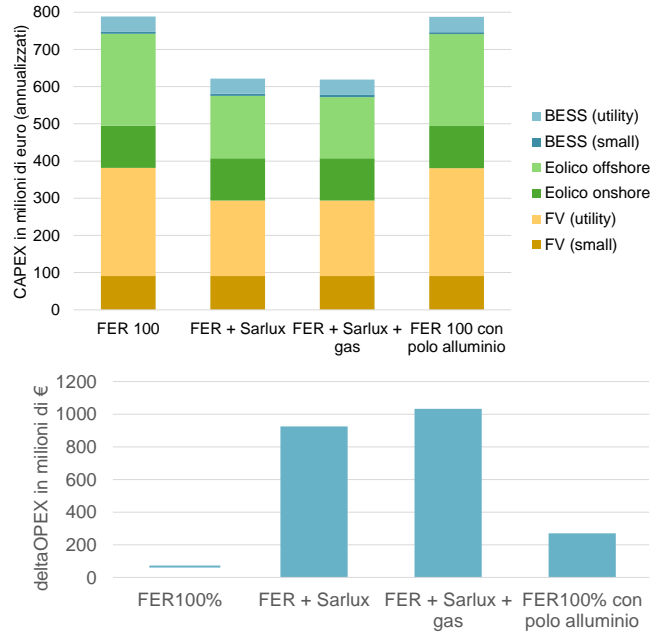


Risultati al 2030

- Riduzione domanda per **riqualificazione** (-28%)
- Uso predominante di PdC **aria-aria** -> riscaldamento + raffrescamento (84%)
- **Biomassa** presente in caminetti o stufe (12%)
- **PdC aria-acqua** e **geotermiche** in aumento, soprattutto nel lungo periodo
- Utilizzo limitato del gas: 24,2 GWh/anno

Risultati dello studio: costi di sistema

- Gli scenari FER100% richiedono maggiori CAPEX: più FV utility e più eolico offshore.
- Sono ampiamente compensati dalla riduzione dei costi di esercizio del sistema, soprattutto connessa all'esercizio dell'IGCC di Sarlux (e centrale a gas).
- I costi di rete elettrica (soprattutto di distribuzione), non variano molto nelle diverse configurazioni: l'elettrificazione del settore termico civile è comune alle quattro configurazioni. Anche i base a stime di studi precedenti (RSE), si hanno circa 7,5 milioni annui di costi di rete addizionali.
- Investimenti ingenti riguardano l'elettrificazione del settore civile, giustificata dalla riduzione dei costi di esercizio (ad es. di pompe di calore aria/aria).



15

Conclusioni (e prospettive)

- Rispetto dei vincoli emissivi nei vari scenari, che si differenziano per essere più o meno capex-intensive.
- Installato FER, anche nel caso 100%, occupa non più dello 0,4% della superficie agricola totale (SAT).
- L'export è il 35% della totale generazione elettrica, e rimane pressoché costante nei vari scenari. Riduzione della domanda di energia primaria (-20%): la maggiore efficienza energetica è data dall'elettrificazione (-3,7 TWh) e dalla riqualificazione nel settore civile (-1,9 TWh)
- Risparmio nella bolletta elettrica tipo di circa 80 € all'anno (-20%) per un consumatore da 2000 kWh annui; potenzialmente, benefici più ampi al crescere del tasso di elettrificazione.
- Considerando i 1500 MW di fotovoltaico di piccola taglia, è possibile ipotizzare che almeno il 15% sia sotteso a una Comunità di Energia Rinnovabile o altra CACER (una CACER per ogni Comune).
- Il potenziale di biogas (40 milioni di m³ o 250-300 GWh annui) potrebbe sostituire circa il 10% della domanda di gas per energia termica nell'industria.
- Lo sviluppo delle infrastrutture elettriche (Tyrrhenian link;...) supera il ricorso alla essenzialità: grazie alle reti, si esportano più FER (primavera/estate) e si importa sicurezza (non servono centrali convenzionali).

Prospettive → NEMeSI è ancora al lavoro per ottimizzare le traiettorie studiate riguardando il 2050: gli investimenti intrapresi nei vari scenari generano stranded asset se guardati in prospettiva net zero?

16

Grazie per l'attenzione!



**POLITECNICO
MILANO 1863**



**UNIVERSITÀ DEGLI STUDI
DI CAGLIARI**



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

**COORDINAMENTO
FREE**