



Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



Il progetto BIOPLAT-EU e il settore bioenergetico in Basilicata

Attività ENEA sulla Bioenergia in Basilicata

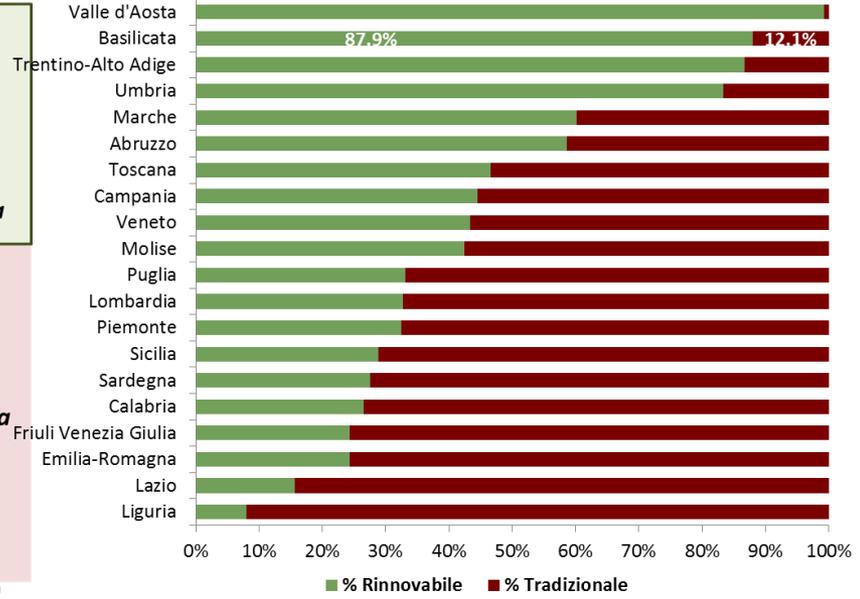
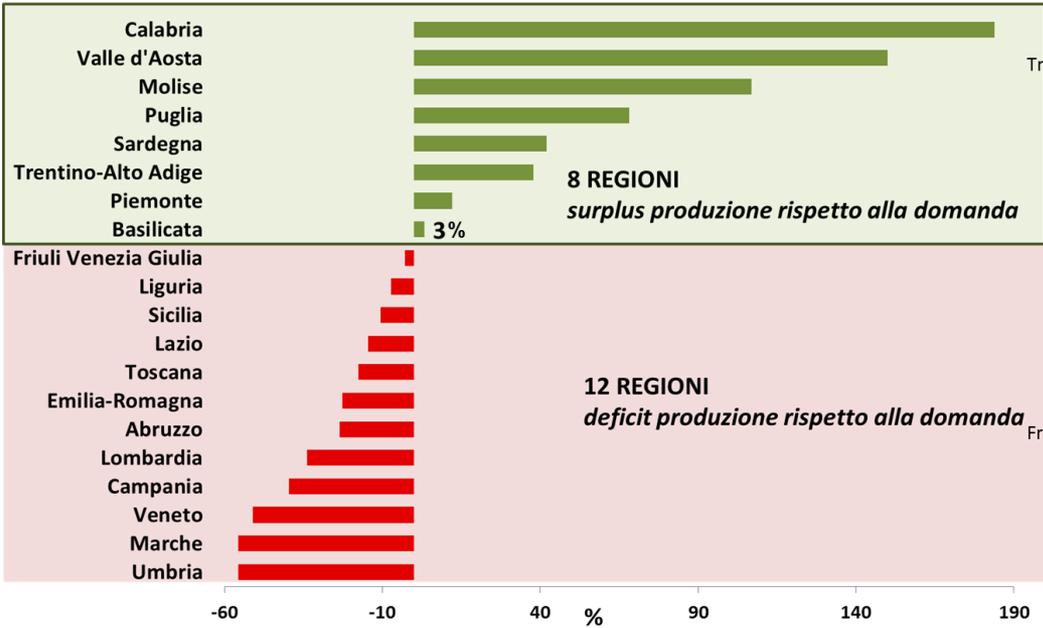
Matera, 14 Ottobre 2020

Giacobbe Braccio –



Regioni con surplus o deficit di produzione rispetto ai consumi di energia elettrica nel 2017 e grado di copertura da rinnovabili

ITALIA: Energia Elettrica richiesta = 330,6 TWh; Produzione 285,3 TWh
Basilicata : Energia Elettrica richiesta = 3,1 TWh; Produzione 3,2 TWh



La Basilicata ha registrato nel 2017 un surplus (98.8 GWh) di produzione rispetto ai consumi di energia elettrica; un simile risultato è stato raggiunto solo da altre 7 Regioni italiane

Basilicata seconda Regione italiana nel 2017 per quota % di produzione di energia elettrica da FER



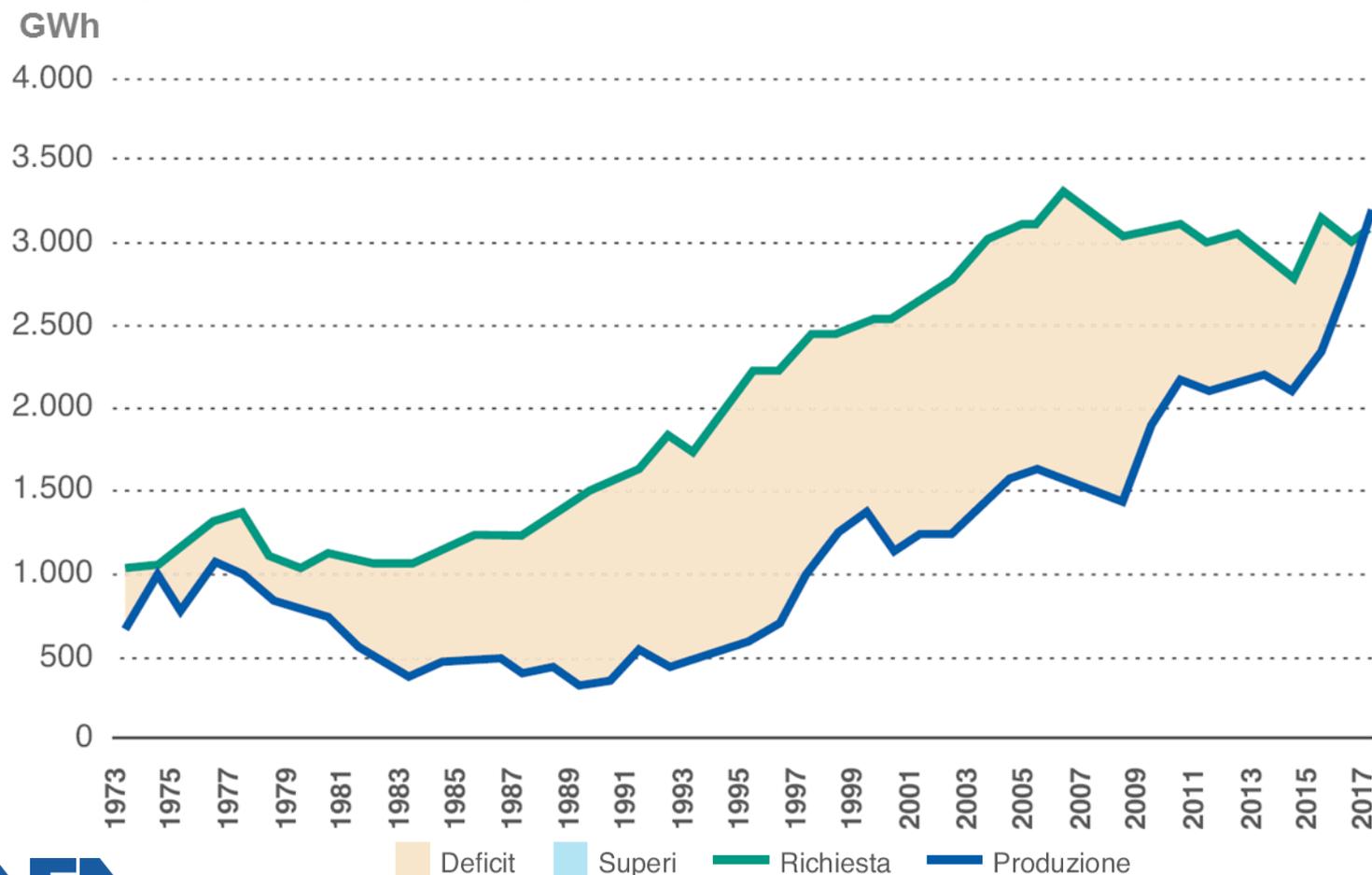
Serie storica della produzione rispetto alla richiesta di energia elettrica, Basilicata 1973 - 2017

Basilicata 2017

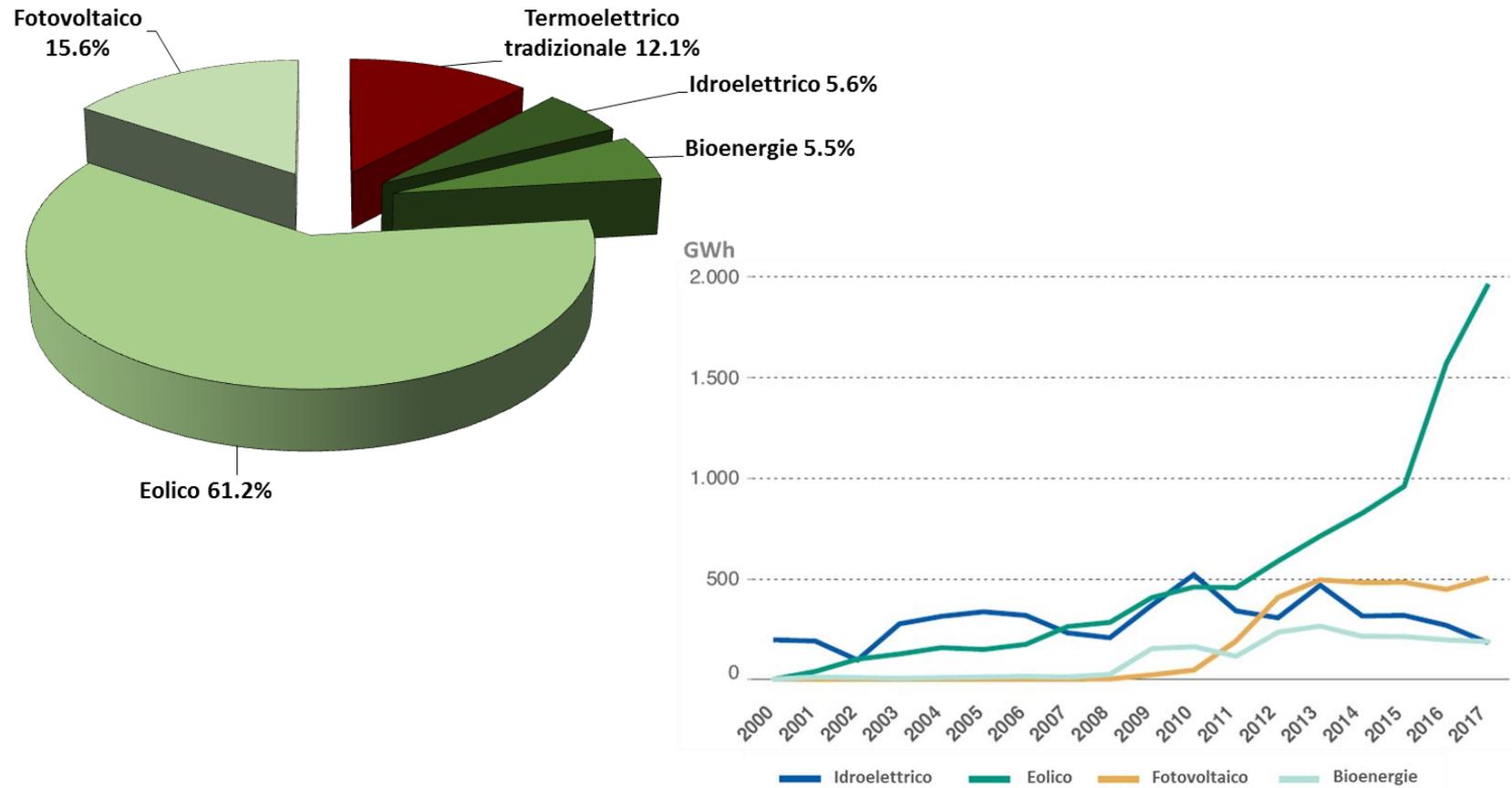
Energia richiesta: 3084.2 GWh

Totale produzione netta: 3183.0 GWh

Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta: +98.8 GWh



Serie storia della produzione lorda di energia elettrica da FER, Basilicata 1973 - 2017



L'eolico è la FER che ha fornito il maggior contributo alla produzione lorda di energia elettrica in Basilicata negli ultimi anni

Trend Piano Nazionale Integrato Energia e Clima PNIEC

Trend Potenza reale vs PNIEC [MW]

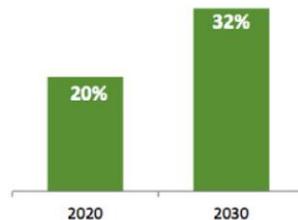
Tecnologia	2017 REALE	2018 REALE	2019 REALE	2020 REALE	2023 PNIEC	2025 PNIEC	2030 PNIEC
Idroelettrico	18.863	18.936	18.982	19.020		19.140	19.200
Geotermoelettrico	813	813	813	813		920	950
Eolico	9.766	10.265	10.715	10.757		15.950	19.300
di cui off-shore	0	0	0	0		300	900
Bioenergie	4.135	4.180	4.120	4.122		3.570	3.760
Solare	19.682	20.108	20.865	21.124		28.550	52.000
di cui Solare Termodinamico	0	0	0	0		250	880
TOTALE FER	53.259	54.302	55.495	55.836		68.130	95.210
Storage Distribuito Elettrochimico	n.d.	69	80**	80**	n.d.	n.d.	4.500
Storage Centralizzato Elettrochimico	35***	60***	60	60	435	3.035	3.035
Storage Centralizzato Pompaggio	7.394	7.394	7.394	7.394	7.994	7.994	10.394
TOTALE STORAGE	7.429	7.523	7.534	7.534	8.429	11.029	17.929

Trend Produzione reale vs PNIEC [TWh]

Tecnologia	2017 REALE	2018 REALE	2019 REALE	2020* REALE	2025 PNIEC	2030 PNIEC
Idroelettrico	46,0	48,8	48,4	23,9	49,0	49,3
Geotermoelettrico	6,2	6,1	5,9	2,9	6,9	7,1
Eolico	17,2	17,7	20,7	10,8	31,0	40,1
Bioenergie	19,3	19,2	18,1	9,1	16,0	15,7
Fotovoltaico	24,4	22,7	25,1	14,2	36,4	74,5
Solare Termodinamico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,8
TOTALE FER	113,1	114,4	118,2	60,9	139,9	188,5
Storage Distribuito Elettrochimico [GWh]	n.d.	0,147	0,168**	0,168**	n.d.	15,0
Storage Centralizzato Elettrochimico [GWh]***	n.d.	n.d.	0,250	0,250	n.d.	24,0

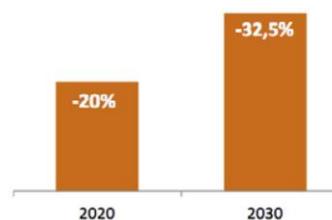
RINNOVABILI

Quota di energia da FER
sui consumi finali lordi



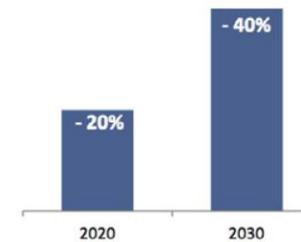
EFFICIENZA

Riduzione dei consumi di
energia primaria rispetto
al tendenziale



EMISSIONI DI GAS SERRA

Riduzione dei gas serra
rispetto ai livelli del 1990



Decarbonizzazione Obiettivi nazionali: Settore Trasporti

La **Direttiva RED II** prevede al **2030** un target specifico nel settore dei trasporti pari al **14%** (obbligo per i fornitori di carburanti ed energia elettrica). Per contribuire all'obiettivo del 30% di consumi finali lordi totali soddisfatti dalle FER, **si prevede che il settore dei trasporti superi il valore del 14%**, aumentando l'obbligo in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica ai trasporti fino ad arrivare a una quota rinnovabile del **21,6%**.

Contributo delle rinnovabili nel settore trasporti previsto al 2030, secondo i criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED II per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica (ktep)

	Fattore moltiplicativo	2016	2017	2025	2030
Numeratore		2.056	1.665	4.152	5.953
Biocarburanti avanzati	2	9	7	695	1.057
di cui biometano	2	0	0	511	793
di cui altri biocarburanti	2	9	7	184	264
Biocarburanti double counting non avanzati	2	765	350	630	570
Biocarburanti single counting		265	703	655	710
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	4	2	2	126	379
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	1,5	156	159	228	314
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		31.719	30.352	28.851	27.607
Quota FER-T (%) – RED II		6,5%	5,5%	14,4%	21,6%

Impianti di biometano connessi alla rete di distribuzione del gas in Italia (maggio 2020)

Località, Regione	Proprietà	Alimentazione (quantità)	Tipologia impianto digestione anaerobica
Montello (BG), Lombardia	Montello S.p.A.	FORSU da raccolta differenziata (600.000 t/anno)	Reattori CSTR (tecnologia a umido)
Este (PD), Veneto	S.E.S.A. S.p.A.	FORSU da raccolta differenziata (370.000 t/anno)	Reattori CSTR (tecnologia a umido)
S. Agata Bolognese (BO), Emilia-Romagna	Herambiente	FORSU da raccolta differenziata (100.000 t/anno)	Reattori cilindrici ad asse orizzontale con funzionamento in continuo
Finale Emilia (MO), Emilia-Romagna	Aimag S.p.A	FORSU da raccolta differenziata (50.000 t/anno)	Reattore orizzontale con funzionamento in continuo (
Faenza (RA), Emilia-Romagna	Caviro Extra S.p.A.	Residui agroindustriali e reflui zootecnici	Reattori CSTR (tecnologia a umido)
Foligno (PG), Umbria	Asja Ambiente Italia S.P.A.	FORSU da raccolta differenziata (40.000 t/anno)	Reattore orizzontale con funzionamento in continuo (tecnologia a semi-secco)
Anzio (LT), Lazio	Asja Ambiente Italia S.P.A.	FORSU da raccolta differenziata (36.000 t/anno)	Reattore orizzontale con funzionamento in continuo (tecnologia a semi-secco)
Rende (CZ), Calabria	Calabra Maceri e Servizi S.p.A.	FORSU da raccolta differenziata (40.000 t/anno)	Reattore orizzontale con funzionamento in continuo (tecnologia a secco)

PROPOSTA PRESENTATA SU RECOVERY FUND

171	Riconversione e potenziamento degli impianti di digestione anaerobica agricoli per lo sviluppo delle biogas refinery e lo stimolo alla conversione agro-ecologica delle pratiche agricole	Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali	2.000.000.000,00	3,5 anni
-----	---	--	------------------	----------

Divisione Bioenergia Bioraffineria e Chimica Verde

- Personale TI = 80
(80 % ricercatori)
- Assegnisti 10

Sedi Principali attività:
- Trisaia (Basilicata)
- Casaccia (Lazio)

Divisione Bioenergia

Laboratorio Processi
termochimici

Laboratorio processi
biologici

Laboratorio
bioraffineria



Recupero di energia
e materiali da
biomasse e rifiuti
con processi termici

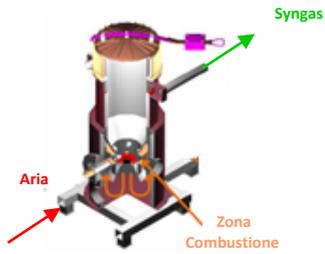
Colture energetiche
Alge Digestione
anaerobica



Bioprodotti e Chimica
verde
Nuovi materiali



Le Tecnologie di gassificazione c/o il CR ENEA-Trisaia



Letto Fisso equicorrente (downdraft)

Taglia: 150-450 kW_t

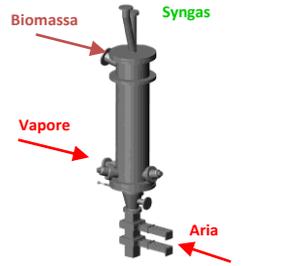
Aria

PCI: 4-5 MJ/Nm³

Impiego: Produzione elettrica via MCI

COMPOSIZIONE GAS SECCO

Componente	%Vol.
H ₂	10 - 15
CO	15 - 25
CH ₄	1 - 3
N ₂	40 - 54
CO ₂	15 - 20



Letto Fisso controcorrente (updraft)

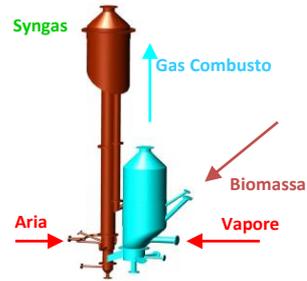
Taglia: 150 kW_t

Aria/Vapore

Impiego: Prod. elettrica via motore Stirling (MCI previo gas cleaning)

COMPOSIZIONE GAS SECCO

Componente	%Vol.
H ₂	20
CO	21
CH ₄	4
N ₂	40
CO ₂	6
H ₂ O	9



Letto fluidizzato ricircolante (FICFB)

Taglia: 500 kW_t

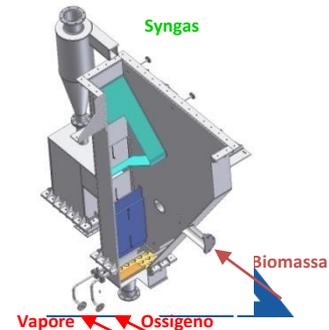
Aria/Vapore

PCI: 10-12 MJ/Nm³

Impiego: Prod. elettrica via MCI e HTFC, Biofuels : SNG, FT, MeOH, DME

COMPOSIZIONE GAS SECCO

Componente	%Vol.
H ₂	34 - 38
CO	22 - 25
CH ₄	9 - 10
CO ₂	21 - 26
N ₂	9 - 10



Letto fluido bollente con ricircolo interno

Taglia: 1000 kW_t

Aria arricchita/O₂/Vapore

PCI: 9-11 MJ/Nm³

Impiego: Prod. elettrica via MCI e HTFC (es. SOFC); Biofuels : SNG, FT, MeOH, DME

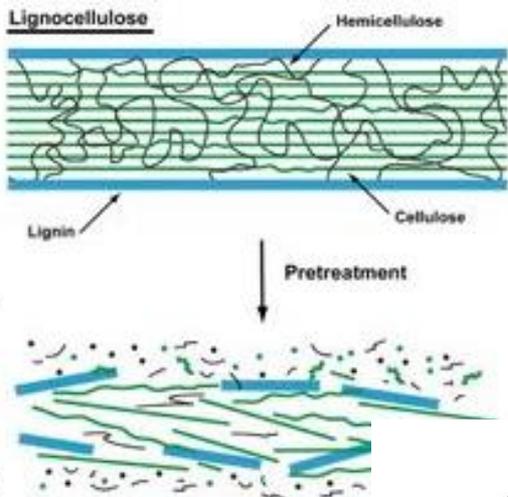
COMPOSIZIONE GAS SECCO

Componente	%Vol.
H ₂	28 - 30
CO	24 - 26
CH ₄	6 - 8
CO ₂	34 - 36
C ₂ ⁺	~4



Processi di pretrattamento della Biomassa

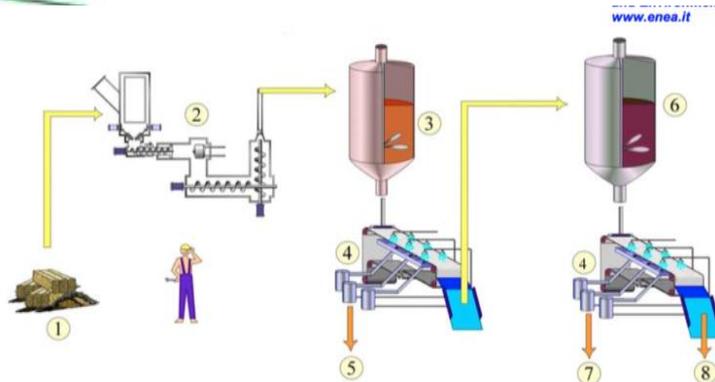
Servono a **indebolire e rompere** i legami tra le componenti della biomassa per permetterne la successiva **separazione e trattamento**



La Steam Explosion – T circa 200 °C e P circa 20 atm e decompressione istantanea. Disponibilità di impianti operanti in continuo



Il processo organosolv – T 160-170C in presenza di butanolo come solvente (su scala di laboratorio)



The biomass ① is continuously steamed and exploded in the digester ②, then slurried with warm water ③ and filtered with a belt machinery ④ to recover hemicellulose ⑤. The residue is slurried with alkaline solution ⑥, then filtered to separate the lignin ⑦ from cellulose ⑧.

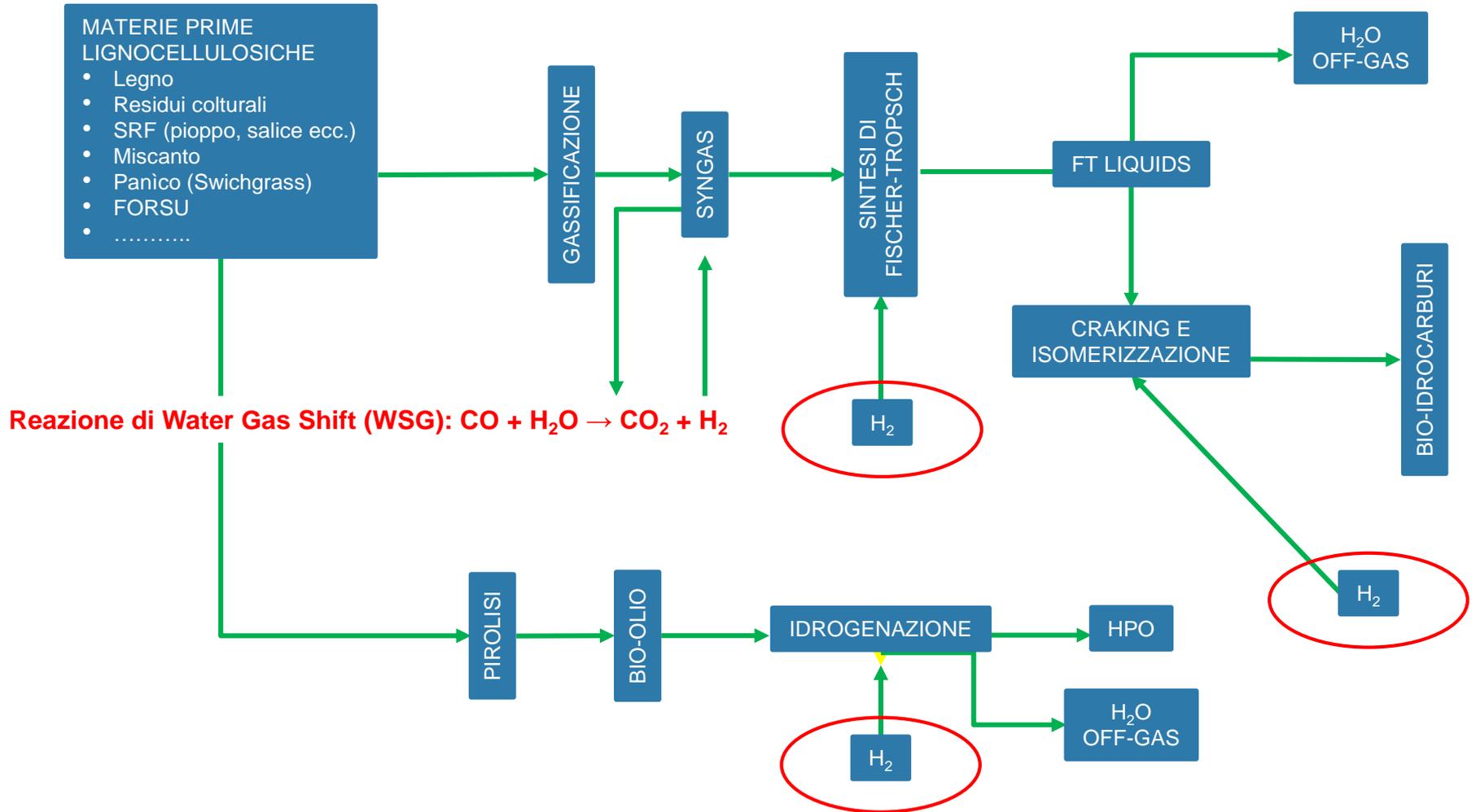


Idrogeno e bioenergie: produzione di biocarburanti "drop in" e biometano

- L'idrogeno - da qualunque fonte - può essere utilizzato come reagente per la produzione di biocarburanti "drop in" (bio-benzine, gasolio e biojet fuel) mediante deossigenazione e/o decarbonilazione di oli vegetali o biolio da pirolisi di biomasse e rifiuti, o di biometano tramite conversione della CO_2 contenuta nel biogas
 - I processi per la produzione di biocarburanti liquidi sono complessi e costosi e risentono fortemente delle economie di scala. Gli unici esempi di realizzazioni industriali sono all'interno di raffinerie (o bioraffinerie)
 - La produzione di biometano può avvenire con diverse tecnologie, termochimiche o anche completamente biologiche, e non richiede grandi impianti. Se l'idrogeno è ottenuto per via elettrolitica si parla di tecnologie di "Power to Gas" (P2G)



Produzione di biocarburanti "drop-in" mediante gassificazione e pirolisi di materie prime lignocellulosiche (Piattaforma termochimica)



Sintesi di biocarburanti liquidi e gassosi da processi di gassificazione nel Centro ENEA della Trisaia

La tecnologia più promettente per la produzione di un syngas ad alto contenuto di idrogeno per la conversione in biocarburanti è la gassificazione a vapore. L'autotermia è ottenuta con una miscela vapore-ossigeno

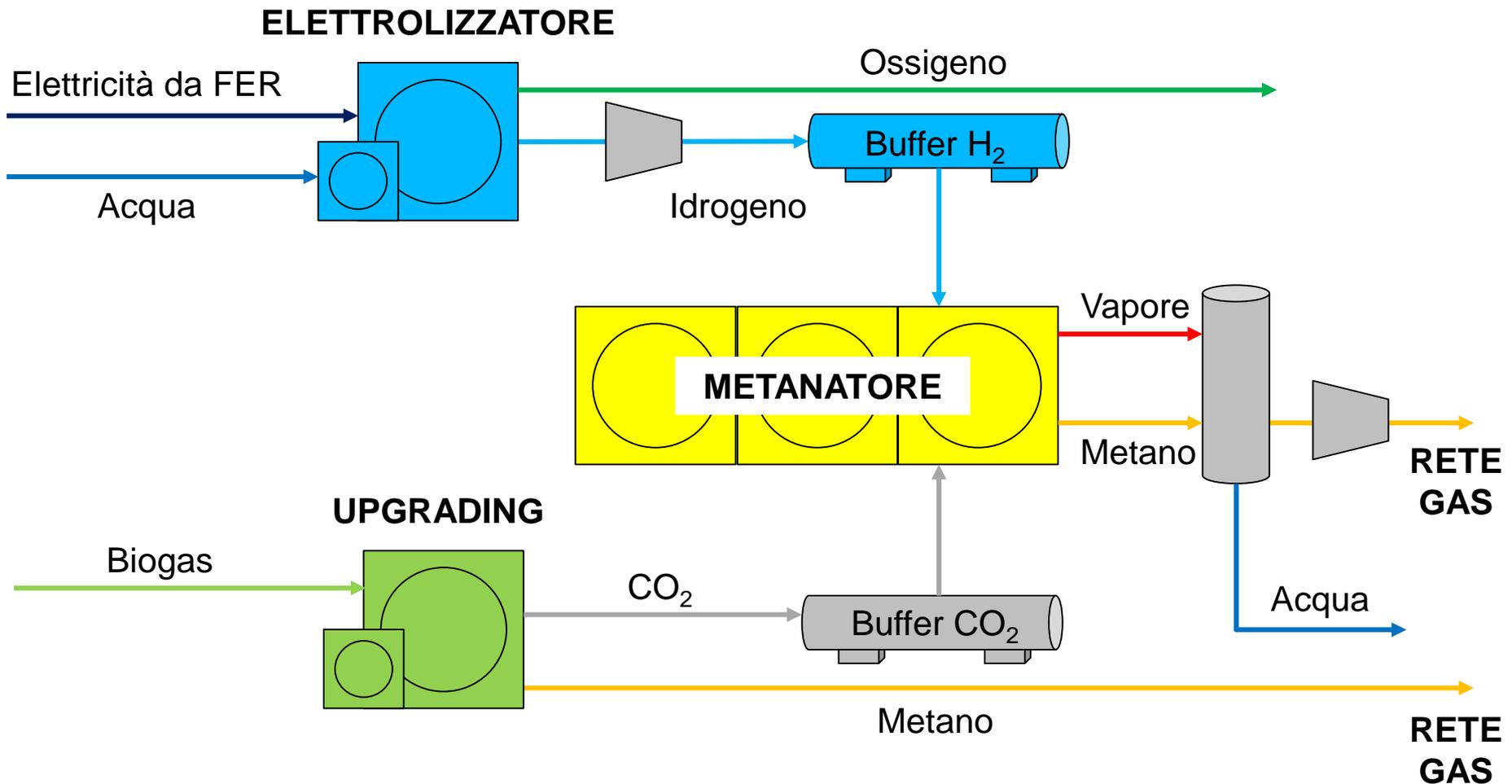
Biofuel	H ₂ /CO	Catalizzatore	P (atm)	T (C°)	η _{en} (LHV syngas/biom.)
Metanolo	2:1	Zn/Cr, Cu/Zn	50-300	300-450	40-50
FT-diesel	2:1	Fe, Co	20-30	250-300	40-50
Metano	3:1	Ni	5-30	300-450	65-70



Agente gassificante	Composizione gas secco (% v)						PCI (MJ/Nm ³)	H ₂ /CO
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂	C ₂ H ₄		
Aria	9-10	12-15	14-17	2-4	56-59	< 1	3,8-4,6	0,70
Ossigeno	30-34	30-37	25-29	4-6	2-5	< 1	9-10	0,96
Vapore	32-41	24-36	20-22	10-12	2-5	2-3	12-13	1,46
Vapore / O ₂	30-33	28-32	22-27	9-11	2-5	1-2	11-12	1,10

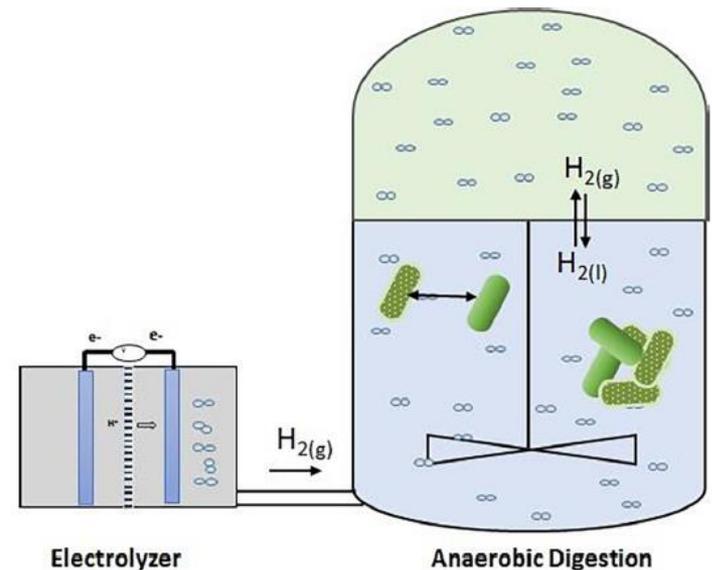


Power to Gas: metanazione catalitica



Metanazione biologica in situ: iniezione di H₂ nel digestore

- Nella metanazione in-situ la velocità di produzione del metano è molto più bassa di quella ex-situ in quanto il flusso di H₂ iniettato è strettamente correlato alla produzione interna di CO₂
- Problematiche nell'ottimizzazione della diffusione dell'H₂ (solubilità 50 volte < della CO₂) nella fase liquida intervenendo su:
 - Sistema di iniezione del gas (sistemi di iniezione compatibile con le tipologie di reattori full-scale, ad esempio iniettori ad effetto Venturi)
 - Ricircolo del gas e del liquido
- Controllo e contrasto all'aumento del pH, utilizzando un'alimentazione a base di substrati ricchi in carboidrati solubili
- Possibile apporto di CO₂ aggiuntiva da fonti esterne per rendere la tecnologia più flessibile
- Scale-up del processo su un numero maggiore di impianti pilota e dimostrativi di taglia significativa (> 500 L)

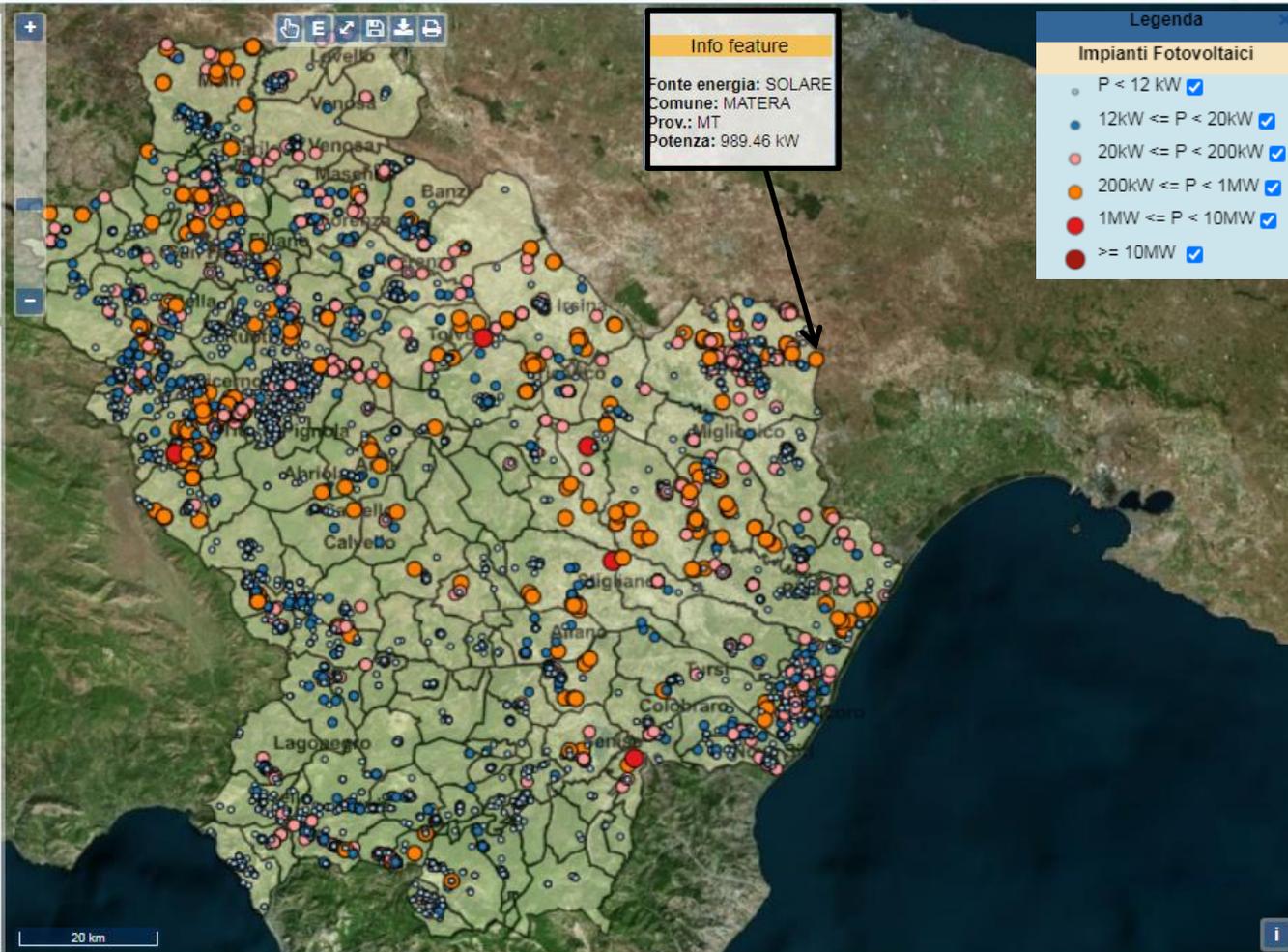


Dati di Sintesi Regionale

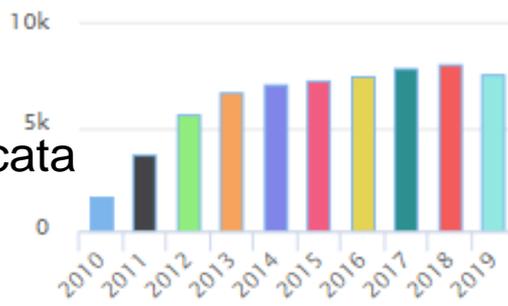
CO ₂ e/anno (tonn):	0
Numero Impianti:	8759
Potenza Installata (MW):	1695.7
Suolo consumato (ha):	Min: 545.9 Max: 945.7

Layers

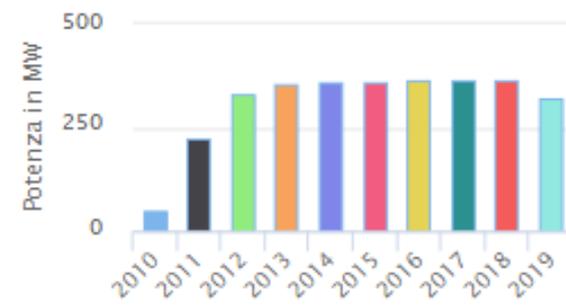
- Rinnovabili
 - Eolico
 - Fotovoltaico
 - Impianti
 - Dettaglio Impianti
 - Dettaglio Comunale
 - Dettaglio Provinciale
 - Dettaglio Regionale
 - Producibilità
 - Produzione Elettrica
- Non Rinnovabili
 - Idroelettrico
 - Geotermia
 - Biomasse
 - Idrocarburi
 - Serbatoi di CO₂
 - Foreste
 - Infrastrutture
 - Confini amministrativi
 - Mappe Base



Numero Impianti



Potenza Installata



SERIE STORICA

Impianti fonte rinnovabile Basilicata

Giacobbe Braccio
Giacobbe.braccio@enea.it

