

## Nota Tecnica Integrativa

### ID\_VIP: 3094 - Verifica di Assoggettabilità a VIA del Progetto di avvio della produzione di biocarburanti presso la Raffineria di Gela (G2 Project)

#### Risposta alla richiesta di integrazioni

In riferimento alla richiesta di integrazioni avanzata con prot. DVA-2015-0027355 del 02/11/2015 relativamente alla procedura di cui all'oggetto, con la presente Nota Tecnica Integrativa la Raffineria di Gela S.p.A. (nel seguito "la Raffineria") trasmette quanto richiesto.

#### 1 Integrazioni riguardanti il progetto

##### a) Funzionamento alternativo del ciclo "green" al ciclo tradizionale

Il ciclo "green" che la Raffineria intende implementare al fine di produrre biocarburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose costituisce una modalità operativa alternativa allo schema tradizionale di raffinazione; pertanto la Raffineria potrà operare alternativamente con uno dei due cicli, quello tradizionale (già autorizzato con Decreto AIA DEC-MIN-236 del 21/12/2012 e successivi riesami DEC-MIN-219 e DEC-MIN-221 del 05/09/2014) o con quello "green" oggetto della presente procedura. Si sottolinea che il funzionamento contemporaneo dei due cicli produttivi (tradizionale e "green") non sarà possibile.

Per quanto attiene le modalità di passaggio tra le due configurazioni operative della Raffineria di Gela previste nel Progetto G2, si riporta di seguito una descrizione di sintesi della attività connesse.

##### **Passaggio assetto tradizionale (lavorazione oli minerali per la produzione di fuels tradizionali) → assetto "green" (lavorazione oli vegetali per la produzione di biofuels)**

Per passare dall'assetto tradizionale (modalità "As it is") all'assetto "green", saranno eseguiti i seguenti step:

1. Fermata di tutti gli impianti di produzione della Raffineria seguendo le procedure contenute nei relativi manuali operativi;
2. Bonifica degli impianti;
3. Intercettazione dei limiti di batteria degli impianti non utilizzati in assetto "green";
4. Scarico dei catalizzatori utilizzati in assetto "tradizionale";
5. Carico dei catalizzatori utilizzati in assetto "green" nelle unità coinvolte;
6. Allineamento dei circuiti tra gli impianti e le facilities utilizzati in assetto "green";
7. Messa in marcia degli impianti utilizzati in assetto "green" seguendo le procedure contenute nei manuali operativi.

##### **Passaggio assetto "green" (lavorazione oli vegetali) → assetto tradizionale (lavorazione oli minerali)**

Per passare dall'assetto "green" all'assetto tradizionale saranno eseguiti i seguenti step:

1. Fermata degli impianti della Raffineria utilizzati in assetto “green” seguendo le procedure contenute nei relativi manuali operativi;
2. Bonifica degli impianti utilizzati in assetto “green”;
3. Scarico dei catalizzatori utilizzati in assetto “green”;
4. Carico dei catalizzatori utilizzati in assetto tradizionale;
5. Rimozione degli intercetti ai limiti di batteria degli impianti non utilizzati in assetto “green”;
6. Allineamento dei circuiti tra gli impianti e le facilities utilizzati in assetto tradizionale;
7. Messa in marcia degli impianti utilizzati in assetto tradizionale seguendo le procedure contenute nei relativi manuali operativi.

#### **b) Approfondimenti sulle emissioni convogliate in atmosfera**

In riferimento alle tabelle 6-5, 6-6 e 6-7 riportate nello Studio Preliminare Ambientale che mostrano il confronto dei contributi emissivi tra il ciclo “green” e il ciclo tradizionale, rispettivamente, alla data del rilascio, a 12 mesi e a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA DEC-MIN-221 del 05/09/2014, si evidenzia che il nuovo assetto operativo “green” consente una importante riduzione delle quantità di inquinanti emesse rispetto agli assetti emissivi autorizzati nel ciclo tradizionale, con evidenti ricadute positive in termini ambientali.

Durante il ciclo “green” gli impianti saranno eserciti con modalità diverse rispetto al ciclo tradizionale e ciò comporterà una drastica diminuzione dei contributi massici da tutti gli impianti. In alcuni casi a ciò si assocerà un aumento delle concentrazioni di alcuni parametri dovuto essenzialmente ad una drastica riduzione delle portate fumi dai singoli impianti per le specifiche esigenze di marcia.

Infatti, a livello complessivo, dal confronto tra l’assetto alternativo “green” e l’assetto ante operam, corrispondente ai limiti prescritti alla data del rilascio del Riesame DEC-MIN-221 del 05/09/2014, si evidenzia una riduzione di circa il 94% in termini massici delle emissioni di SO<sub>2</sub>, di circa il 70% delle emissioni di NO<sub>x</sub>, di circa il 69% di polveri e di circa il 70% delle emissioni di CO. Anche il confronto con i limiti più restrittivi previsti dal Decreto di Riesame a 24 mesi dalla data di rilascio, evidenzia ampi margini di miglioramento: riduzione del 88% delle emissioni in termini massici di SO<sub>2</sub>, di circa il 50% delle emissioni di NO<sub>x</sub>, di circa il 53% di polveri e di circa il 62% delle emissioni di CO.

Fermo restando quanto sopra, ad integrazione delle tabelle sopra richiamate per come riportate nello Studio Preliminare Ambientale, si mostrano, nelle tabelle seguenti, i confronti dei contributi emissivi tra il ciclo “green” e il ciclo tradizionale (in termini di bolla complessiva a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA DEC-MIN-221 del 05/09/2014) per ciascuno dei 5 camini (E12, E13, E17, E18 e E21) che saranno operativi durante il ciclo “green”.

**Tabella 1 - Confronto contributi emissivi- Valori limite a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA per il camino E12 della Raffineria tradizionale e il ciclo "green"**

E12	Ciclo tradizionale Limiti prescritti a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA DEC-MIN- 221 del 05/09/2014		Ciclo "green"	
	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a
NOX	155	1600	250	57
SO2	450	4700	9370	410
Polveri	10	70	20	4,6
CO	75	790	110	25

**Tabella 2 - Confronto contributi emissivi- Valori limite a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA per il camino E13 della Raffineria tradizionale e il ciclo "green"**

E13	Ciclo tradizionale Limiti prescritti a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA DEC-MIN- 221 del 05/09/2014		Ciclo "green"	
	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a
NOX	155	1600	250	42
SO2	450	4700	200	33
Polveri	10	70	20	3,3
CO	75	790	110	18

**Tabella 3 - Confronto contributi emissivi- Valori limite a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA per il camino E17 della Raffineria tradizionale e il ciclo "green"**

E17	Ciclo tradizionale Limiti prescritti a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA DEC-MIN- 221 del 05/09/2014		Ciclo "green"	
	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a
NOX	155	1600	250	21,90
SO2	450	4700	200	17,52
Polveri	10	70	20	1,75
CO	75	790	300	26,28

**Tabella 4 - Confronto contributi emissivi- Valori limite a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA per il camino E18 della Raffineria tradizionale e il ciclo "green"**

E18	Ciclo tradizionale Limiti prescritti a 24 mesi dal rilascio del riesame AIA DEC-MIN- 221 del 05/09/2014		Ciclo "green"	
	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a
NOX	155	1600	250	21,90
SO2	450	4700	200	17,52
PLV	10	70	20	1,75
CO	75	790	300	26,28

**Tabella 5 - Confronto contributi emissivi- Valori limite dalla data di cui all'art. 273 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i per il camino E21 della Raffineria tradizionale e il ciclo "green"**

E21	Ciclo tradizionale Limiti prescritti a 12 mesi dal rilascio del riesame AIA DEC- MIN-221 del 05/09/2014		Ciclo "green"	
	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a	Conc. mg/Nm3	Quant./a t/a
NOX	300	394,2	300	657
SO2	35	45,99	35	76,7
Polveri	5	6,57	10	21,9
CO	95	124,83	95	208,1

## 2 Cronistoria degli iter autorizzativi in ambito ambientale della Raffineria

La Raffineria di Gela è intestataria dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), DEC-MIN-236 del 21/12/2012, rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM).

L'AIA della Raffineria è stata successivamente oggetto di parziale riesame per l'ottemperanza a due prescrizioni incluse nel decreto di AIA stesso:

1. DEC-MIN-219 del 05/09/2014: riesame dell'AIA DEC-MIN-236 del 21/12/2012 per l'ottemperanza alla prescrizione N. 2, di cui all'articolo 1, comma 3 del decreto;
2. DEC-MIN-221 del 05/09/2014: riesame dell'AIA DEC-MIN-236 del 21/12/2012 in attuazione alle prescrizioni N. 9 e 13 del parere istruttorio conclusivo, di cui all'articolo 1, comma 5 del decreto.

Si segnala inoltre che in data 20/06/2014 la Raffineria, con lettera prot. RAGE/AD/DIGE/398/T, in risposta alla richiesta del MATTM prot. DVA-2014-0018870 ed allegata prot. CIPPC-00-2014-0000962 del 19/05/2014: *Cronoprogramma realizzazione interventi (ID 83/560) e tabella conforme alla scheda B12 della domanda AIA (ID 83/688-punto 6-aree deposito temporaneo rifiuti)*, ha comunicato un aggiornamento della tipologia dei codici CER dei rifiuti prodotti e dei relativi quantitativi

Si conferma che Raffineria di Gela intende ottemperare a tutte le prescrizioni previste nel Parere Istruttorio Conclusivo contenuto nella Autorizzazione Integrale in essere e suoi successivi riesami regolarmente autorizzati, così come a quanto previsto nel relativo Piano di monitoraggio e Controllo.

Si precisa nuovamente che sia le prescrizioni che il piano di monitoraggio e controllo sono pienamente operativi per tutti gli impianti attualmente in esercizio, mentre per gli impianti non operativi e messi in riserva tali adempimenti saranno espletati prima del riavvio degli stessi.

Gli impianti che potranno essere eserciti alternativamente in entrambi gli assetti previsti (ciclo tradizionale o ciclo green) ottempereranno, prima della loro messa in esercizio, sia alle prescrizioni derivanti dall'attuale Autorizzazione in essere, sia a quelle eventualmente scaturenti dal procedimento di modifica non sostanziale AIA.

L'istanza per l'ottenimento di tale modifica non sostanziale AIA sarà presentata a conclusione dell'iter di verifica di non assoggettabilità a VIA di cui tale nota costituisce risposta a richiesta di integrazioni.

### 3 Quadro riassuntivo delle modifiche impiantistiche da apportare per il ciclo "green"

Come già indicato nei documenti presentati per la verifica di non assoggettabilità a VIA, la Raffineria intende modificare parte degli impianti di processo esistenti al fine di poter operare alternativamente nel ciclo di raffinazione tradizionale o in un nuovo schema operativo basato su un assetto "green" che permetta la produzione di biocarburanti da biomasse oleose.

Si riporta di seguito un quadro riassuntivo delle unità di processo e degli impianti ausiliari che saranno utilizzati nel ciclo "green", con indicazione dell'eventuale modifica/razionalizzazione alla quale saranno sottoposti e della relativa funzione.

**Tabella 6 – Quadro riassuntivo delle modifiche impiantistiche da apportare nel ciclo "green"**

Unità di processo/Impianto ausiliario	Modifica/Razionalizzazione	Funzione
Unità Desolfurazione Gasoli (DG)	SI	Deossigenazione delle cariche vegetali (Deoxy).
Unità Desolfurazione Flussanti (DF)	Conversione dell'Unità DG in Unità di Deossigenazione delle cariche vegetali (Deoxy). A tale Unità sarà asservita la sezione di Lavaggio Amminico attualmente asservita all'Unità Desolfurazione Flussanti (DF).	Isomerizzazione dell'effluente deossigenato (Isom).

Unità di processo/Impianto ausiliario	Modifica/Razionalizzazione	Funzione
	<p>Conversione dell'Unità DF in Unità di Isomerizzazione dell'effluente deossigenato (Isom).</p> <p>L'adeguamento impiantistico delle due unità DG e DF prevede inoltre i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• adeguamento delle linee di collegamento tra le due sezioni;</li> <li>• sostituzione e adeguamento di scambiatori di calore, separatori e pompe di processo;</li> <li>• inserimento di due gruppi vuoto (vacuum dryer) di nuova installazione, uno per ciascuna unità e realizzazione di vessel intermedi;</li> <li>• inserimento di un sistema di produzione vapore da calore sensibile di processo.</li> </ul>	
Unità Recupero Gas	<p>SI</p> <p>L'impianto sarà composto dalle seguenti sezioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sezione di compressione;</li> <li>• Sezione di assorbimento con Lean Oil e recupero prodotti green nafta/green GPL;</li> <li>• Sezione di assorbimento e rigenerazione con Sponge Oil;</li> <li>• Sezione di Lavaggio Amminico.</li> </ul>	Trattamento delle correnti gassose provenienti dalle Unità di Deossigenazione (Deoxy) e Unità di Isomerizzazione (Isom).
Unità Abbattimento H <sub>2</sub> S.	NUOVA ISTALLAZIONE	Il gas acido prodotto dalle sezioni di rigenerazione Ammina dell'Unità di Deossigenazione e dell'Unità di Recupero Gas sono inviati al sito limitrofo ECORIGEN che utilizza parte del gas acido come agente sulfidante per la rigenerazione dei catalizzatori. Da ECORIGEN, il gas acido

Unità di processo/Impianto ausiliario	Modifica/Razionalizzazione	Funzione
		<p>non utilizzato, è inviato in controllo di pressione (split range), verso la nuova Unità Abbattimento H<sub>2</sub>S.</p> <p>In caso di non invio verso Ecorigen per indisponibilità del sito, il gas acido prodotto dalle sezioni di rigenerazione Ammina dell'unità di Deossigenazione e dell'unità di recupero gas saranno inviati direttamente verso la nuova unità di abbattimento H<sub>2</sub>S</p>
Rete Idrogeno – sezione di compressione	<p>SI</p> <p>Inserimento di un compressore esistente recuperato all'interno della Raffineria.</p>	<p>Compressione del gas purificato uscente dalla PSA alla pressione richiesta dalle Unità di Isomerizzazione e Deossigenazione (circa 55 barg).</p>
Unità Sour Water Stripper (SWS)	<p>SI</p> <p>Razionalizzazione: opererà con una sola colonna in marcia.</p>	<p>Eliminazione di H<sub>2</sub>S e NH<sub>3</sub> presenti nell'acqua di processo.</p>
Unità COX ossidazione sode esauste	<p>NO</p>	<p>Ossidazione del refluo proveniente dall'unità di abbattimento caustico prima dell'invio a Unità trattamento acque TAS (1)</p>
Unità Texaco/Lavaggio	<p>NO</p>	<p>Ossidazione parziale del metano per produzione di idrogeno, successiva conversione catalitica per massimizzare la produzione di idrogeno e successivo lavaggio del gas ottenuto, con idonea soluzione rigenerabile, per purificare l'idrogeno dalla CO<sub>2</sub> mediante reazione con carbonato di potassio che si trasforma in bicarbonato</p>

Unità di processo/Impianto ausiliario	Modifica/Razionalizzazione	Funzione
		di potassio assorbendo CO <sub>2</sub>
Unità di Purificazione Idrogeno	SI Razionalizzazione: sostituzione dei setacci molecolari.	Ulteriore purificazione dell'idrogeno prodotto da unità Texaco/lavaggio da impurezze, quali ossido di carbonio e idrocarburi leggeri.
Unità di Frazionamento Aria	NO	Produzione di aria per rete aria servizi e strumentazione pneumatica, di azoto per inertizzazione ed ossigeno per produzione di Idrogeno presso l'impianto Texaco.
Impianti di trattamento acque: TAS, TAF, TAC, TAS-CTE, Biologico Urbano, Biologico Industriale	SI Razionalizzazione del solo Biologico Industriale	Trattamento delle acque reflue pro scarico, e delle acque in ingresso per produrre acqua demi ed industriale.
Centrale Termoelettrica (CTE) – Caldaia G500, turbogeneratore per co-produzione energia elettrica	SI Razionalizzazione: sarà utilizzata esclusivamente la Caldaia G500 alimentata fuel gas	Produzione del vapore necessario ai fabbisogni operativi.
CO Boiler (Unità FCC)	SI Razionalizzazione: sarà utilizzata esclusivamente in alternativa alla Caldaia G500 (CTE); sarà alimentata a fuel gas e esercita a potenzialità inferiore a 50 MWt	Produzione del vapore necessario ai fabbisogni operativi.
Sistema blow-down e torce	SI Razionalizzazione: utilizzo della sola Torcia esistente C o, alternativamente, della Torcia esistente B qualora la Torcia C sia indisponibile (es. per manutenzione). Le Torce D e D1 saranno messe in conservazione.	Sistema di sicurezza.
Parco serbatoi	SI Adeguamento metallurgico mediante coating di alcuni serbatoi destinati all'assetto green. Utilizzo di parte degli altri serbatoi installati per le esigenze	Stoccaggio e distribuzione di prodotti idrocarburi





Unità di processo/Impianto ausiliario	Modifica/Razionalizzazione	Funzione
	logistiche HUB (deposito idrocarburi). Messa in conservazione dei restanti serbatoi non utilizzati	
Strutture ricettive logistiche	NO	Ricezione e spedizione di prodotti idrocarburi.

- (1) Si fa presente che nel documento Progetto preliminare al paragrafo 3 pag 16 non è stato inserito erroneamente tale impianto esistente tra quelli operativi, non oggetto di modifica alcuna. Ad integrazione si riportano di seguito descrizione della sezione COX e schema a blocchi aggiornato dell'assetto Green. Si precisa inoltre che i dati ambientali dell'istanza di verifica di assoggettabilità tengono comunque conto, anche nell'assetto green, dell'operatività di tale esistente impianto COX.

#### **Descrizione impianto ossidazione sode esauste COX**

L'impianto ha la funzione di ossidare la soda esausta proveniente dall'impianto unità abbattimento H<sub>2</sub>S, trasformando i solfuri in essa contenuti in solfati tramite insufflaggio di aria, prima del suo invio all'impianto trattamento acqua di scarico (TAS).

Nelle figure fuori testo si mostrano lo schema semplificato e il lay-out di Raffineria con evidenza delle aree di intervento nel ciclo "green".

#### **4 Criteri di sostenibilità dei biocarburanti**

Al fine di rispettare i criteri di sostenibilità dei biocarburanti stabiliti dalla Direttiva RED 2009/28/CE e del relativo Decreto attuativo (D.Lgs. 28/2011), degli obblighi di verifica di cui all'art. 7quater del D.Lgs. 31 marzo 2011, n. 55 (D.Lgs. 55/2011) e tenuto conto della disponibilità di materie prime biologiche sui mercati internazionali, la Raffineria approvvigionerà olio di palma solo da fornitori che siano in grado di fornire i certificati di sostenibilità emessi dai sistemi di certificazione volontari approvati dalla Commissione Europea (in particolare: ISCC, 2BSvs, RSB EU RED) il cui riconoscimento si applica direttamente in tutti e 27 gli Stati membri dell'Unione. Il sistema di certificazione di biosostenibilità prevede inoltre che la singola partita di prodotto acquistata debba essere dichiarata sostenibile ai sensi della Direttiva RED 2009/28/CE e del D.Lgs. 28/2011 dal fornitore stesso, che sia già stato a sua volta certificato tramite i suddetti sistemi di certificazione volontaria.

Già oggi eni acquista biocarburanti tradizionali, come FAME e bioetanolo, corredati della certificazione emessa dalle società fornitrici, detentrici dei certificati di sostenibilità emessi dai suddetti sistemi di certificazione volontaria approvati dalla UE. Tale sistema già consolidato sarà esteso all'olio di palma necessario alla Raffineria di Gela.



Si allegano alla presente, a titolo di esempio, i certificati di sostenibilità di due partite di olio di palma acquistate dalla Raffineria eni di Venezia che già produce biocarburanti utilizzando una metodologia “green” analoga a quella che la Raffineria di Gela intende implementare.

Si precisa inoltre che i fornitori che la Raffineria sta valutando hanno confermato di essere in grado di rispondere alle future evoluzioni della normativa europea che richiederà tra l’altro la cattura del metano generatosi dagli effluenti dei mulini dove viene prodotto l’olio di palma stesso.

## **5 Orientamento verso biomasse di seconda e terza generazione**

### **a) Integrazione cariche di seconda generazione**

La tecnologia proprietaria ECOFININGTM è flessibile rispetto alle cariche biologiche che possono essere costituite da biomasse oleose di prima generazione (oli vegetali in competizione con la filiera alimentare), di seconda generazione (grassi animali, oli esausti di cottura e waste del ciclo agricolo) o di terza generazione (oli da alghe e rifiuti).

Il caso di design che è stato considerato per la prima fase sperimentale di avviamento del ciclo “green” della Raffineria di Gela è costituito da una carica 100% olio di palma, data la grande disponibilità di tale prodotto sul mercato, la sua convenienza economica e l’attuale scarsa disponibilità di approvvigionamento di cariche di seconda e terza generazione.

In futuro, eni ha già verificato che si potranno approvvigionare anche oli diversi, in particolare grassi animali ed oli esausti di frittura che potranno arrivare in tempi brevi a costituire una quota parte della carica. Tuttavia data la scarsa disponibilità di tali cariche sul mercato nazionale ed europeo, si stima che tale quota potrà raggiungere circa il 10% della carica totale all’impianto.

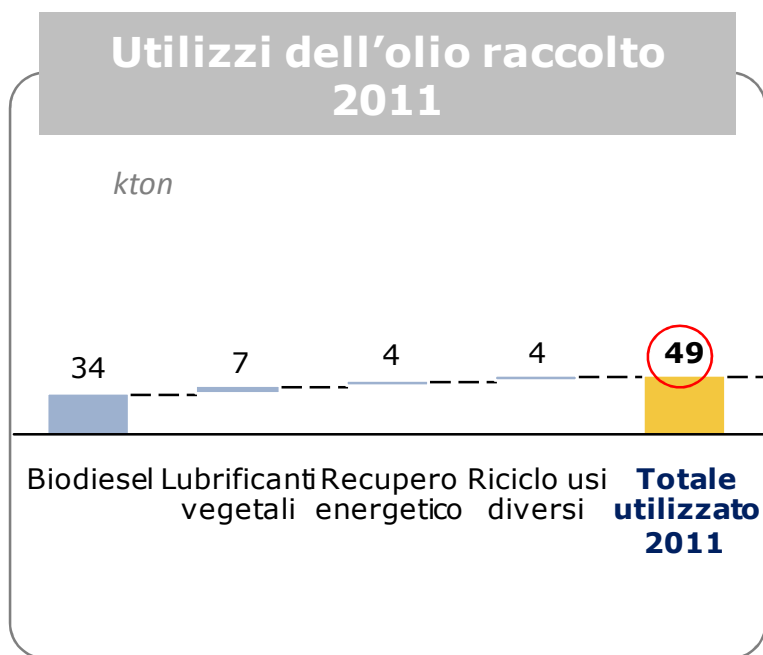
Si stanno anche considerando possibili integrazioni con impianti di raffinazione delle biomasse oleose al fine di riutilizzare prodotti di scarto di tale lavorazione, come gli acidi grassi distillati e la glicerina. Tali impianti di raffinazione costituiscono il pretrattamento della carica destinata sia all’unità ECOFININGTM che alle unità di produzione di biodiesel convenzionale. Tali prodotti di scarto sono stati considerati come cariche di 3° generazione nell’Allegato IX Parte A della proposta di modifica COM(2012) 595 final – 2012/0288 (COD) del 17/010/2012 della normativa europea, attualmente all’esame della Commissione.

Per quanto concerne gli oli esausti di cottura si sottolinea quanto segue:

- Gli oli vegetali esausti residuano dalla frittura degli oli e grassi vegetali ed animali (62% uso domestico, 20% industria alimentare, 18% ristorazione);
- Il D. Lgs 22 del 5 febbraio 1997, confluito nel Dlgs 3 Aprile 2006 n 152, prescrive l’obbligo della raccolta, del recupero e del riciclaggio degli oli e grassi vegetali e animali esausti;
- I produttori di oli esausti possono adempiere alla norma direttamente o tramite un Consorzio Obbligatorio (CONOE);
- Il consumo di oli alimentari in Italia è di circa 1.400.000 ton di cui il 20% (280.000 ton) diventa esausto.

Nel 2011, sono state recuperate circa 50.000 ton di olio esausto, circa il 18% del totale.

Nel seguente grafico riporta i quantitativi di oli usati raccolti nel 2011 e il loro utilizzo nei diversi settori.

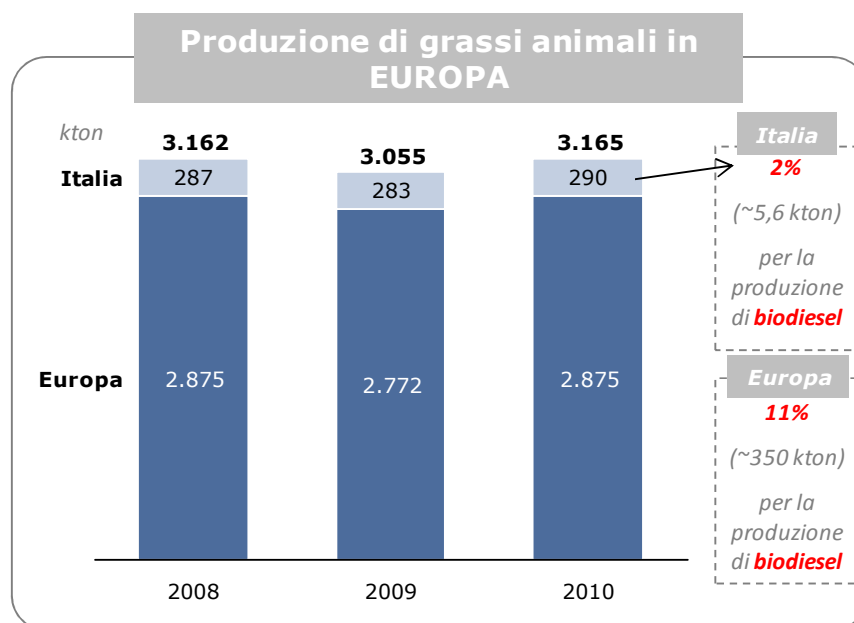


**Figura 1 - Quantitativi di olio usati nel 2011 e relativi utilizzi**

Per quanto concerne i grassi animali si sottolinea quanto segue:

- Dal trattamento degli animali (bovini, suini, pesce, ecc.) circa il 55% viene destinato ad uso alimentare e il 15% diventa grasso animale;
- I sottoprodotti di origine animale non idonei al consumo alimentare sono suddivisi in tre categorie:
  - Categoria 1 - rischio più elevato (es. animali con Encefalopatie Spongiformi Trasmissibili), utilizzata per fini energetici;
  - Categoria 2 - rischio intermedio (animali morti in genere), utilizzata nel settore oleochemicals e special chemicals;
  - Categoria 3 - comprende materiali che avrebbero le caratteristiche di idoneità al consumo umano, ma che sono destinati ad altri impieghi (es. alimenti per animali da compagnia, cosmetici).

Secondo la Direttiva Europea CE 2009/28, art.21 comma 2, i produttori di biocarburanti possono utilizzare tutte le categorie di grassi animali. Tuttavia l'applicazione di tale Direttiva in Italia restringe la validità ai fini del "doppio conteggio" ai soli biocarburanti derivati dai grassi animali di categoria 1, in quanto non in competizione con altre industrie, come indicato nell'art.34 del D.l. n.83 del 22 giugno 2012 (Decreto Crescita). Tale Decreto limita in ogni caso l'uso di biocarburanti prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti ad un massimo del 20% del totale dei biocarburanti utilizzati.



**Figura 2. Andamento della produzione di grassi animali in Europa**

L'integrazione della carica olio di palma con una quota parte delle biomasse di seconda generazione precedentemente descritte è orientativamente prevista entro i primi 3 anni di funzionamento del ciclo "green".

**b) Attività R&S ENI pro biomasse di seconda e terza generazione**

Eni sta conducendo diversi progetti di ricerca volti alla produzione di oli da biomasse di seconda generazione, quali quelle di origine lignocellulosica, di terza generazione, quali alghe e rifiuti urbani, destinati poi ad essere trasformati in biocarburanti di elevata qualità tramite il processo ECOFINING™ e progetti di ricerca dedicati alla produzione di nuovi biofuel ossigenati per la definizione di nuove formulazioni di green fuel. I biofuel ottenuti per queste vie appartengono alla categoria dei biofuel avanzati previsti dalla normativa che entrerà in vigore progressivamente dal 2018.

In particolare si sottolineano le seguenti attività di R&S in corso:

1. Progetto di ricerca per la "**Produzione di bio-olio lipidico da biomasse lignocellulosiche**", presso il Centro Ricerche per le Energie Non Convenzionali - Istituto ENI Donegani di Novara, che ha per obiettivo la produzione di un bio-olio di qualità comparabile con quella dell'olio di palma a partire da una miscela di zuccheri derivanti dalla saccarificazione delle biomasse lignocellulosiche. Tale progetto si basa su un processo di fermentazione con lieviti oleaginosi identificati dall'Istituto eni Donegani che converte gli zuccheri in lipidi, che vengono poi separati dalla fase acquosa per essere disponibili come bio-olio. Tale prodotto è già stato verificato essere un'ottima carica per il processo ECOFINING™. Il processo di fermentazione e separazione è stato già validato in laboratorio ed è stato preparato un basic design package per la realizzazione di un impianto di piccola taglia da circa 150 tonn/anno di bio-olio. Sono in corso le attività per la validazione su scala dimostrativa.

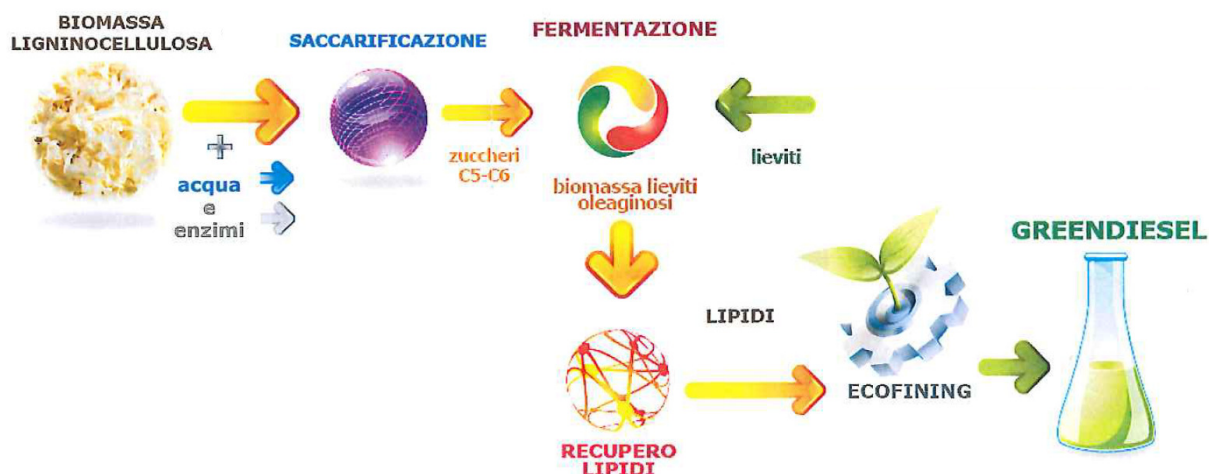


Figura 3. Produzione di bio-olio lipidico da biomasse lignocellulosiche

2. Progetto di ricerca denominato “**Bio-olio da microalghe**”, che ha portato alla realizzazione nel 2010 di un impianto pilota semi-industriale per la coltivazione delle microalghe ed il recupero dell’olio in esse contenuto, presso la Raffineria di Gela, in Sicilia, e alla acquisizione di un impianto pilota di crescita algale in fotobioreattori che utilizza la tecnologia Sun Algae, da installare presso un sito in provincia di Ragusa.

Questo progetto è per eni molto importante in quanto le microalghe costituiscono la biomasse di terza generazione più promettente dal punto di vista dello sfruttamento a scopi energetici, in virtù del fatto che:

- non sono competitive con la filiera alimentare, dato che non necessitano di terreni agricoli per la loro coltivazione;
- sono caratterizzate da una resa in olio pro biocarburanti molto elevata rispetto alle altre specie vegetali, come mostrato nella tabella seguente.

Tabella 7. Resa in olio pro biocarburanti da diverse fonti vegetali

Fonti vegetali	Produttività delle fonti vegetali [ton <sub>OLIO</sub> /ettaro/anno]
Mais	0.15
Soia	0.41
Girasole	0.87
Colza	1.08
Palma	5.43
Alghe	9.20 <sup>1</sup> -29.2 <sup>2</sup>

Nota 1, 2: Minima e massima produttività di olio algale prodotto nel pilota di Gela

Le microalghe sono organismi monocellulari che vivono in ambiente acquoso (acqua dolce, marina e ipersalina) con dimensioni variabili tra 5 e 30 micron. Al pari

delle piante maggiori, le microalghe hanno la capacità di proliferare grazie alla fotosintesi clorofilliana, riuscendo a biofissare la CO<sub>2</sub> disciolta nell'ambiente acquoso. Le microalghe sono quindi in grado di utilizzare per la crescita la CO<sub>2</sub> derivante da molte attività civili e industriali.

L'impianto pilota di Gela è costituito da circa un ettaro di vasche che vengono insufflate con la CO<sub>2</sub> prodotta dagli impianti di processo della Raffineria. Quando in esercizio produce 40 ton/anno di alghe, che vengono poi trattate in situ per estrarre l'olio in esse contenute. Sono in fase di valutazione ulteriori possibili sviluppi di ricerca che potranno interessare parti dell'impianto pilota installato.

L'impianto pilota in Ragusa sarà costituito delle tre sezioni attraverso le quali il biossido di carbonio viene trasformato in tre tipologie di prodotti: bioolio, specialità nutraceutiche e parte proteica da usarsi come mangime. La prima sezione è la biofissazione del biossido di carbonio in reattori ove si convoglia in modo ottimizzato la luce, catturata attraverso specchi opportunamente disegnati (concentratori), per irradiare in modo omogeneo l'intera sospensione acquosa e favorire la crescita della specie organica. La seconda sezione è la concentrazione della sospensione algale in modo da poterla trattare in modo più efficace nella terza sezione, estraendo i prodotti di interesse in ambiente supercritico.

La tecnologia è modulare per cui, per quantità di biossido crescente, si accrescerà il numero di reattori dell'impianto di Ragusa.



Figura 4. Impianto pilota di Gela: unità di coltivazione microalghe e sezione di recupero bio-olio

3. Progetto di ricerca "**Waste to fuel**" presso il Centro Ricerche per le Energie Non Convenzionali - Istituto ENI Donegani di Novara, volto ad affrontare sinergicamente il tema della produzione sostenibile di energia e lo smaltimento dei rifiuti trasformando un problema ambientale ed economico in un'opportunità per il territorio. Il progetto di ricerca eni si concentra sullo sviluppo di un processo di conversione dei rifiuti a combustibili liquidi e/o basi per la chimica verde.

Tale progetto di ricerca è sostenuto dal quadro normativo europeo che sta favorendo lo sviluppo di tecnologie per biofuel avanzati. Il processo è stato messo a punto in laboratorio nel 2010 e testato su un impianto pilota in operazione in continuo presso il Centro Donegani.



I rifiuti solidi di origine organica, principalmente composti dalla frazione umida dei rifiuti solidi urbani, dai fanghi degli impianti di depurazione delle acque urbane, dalle potature di parchi e giardini, dai rifiuti dell'industria agro-alimentare e dagli scarti della grande distribuzione, secondo eni sono una biomassa da valorizzare per la produzione di energia rinnovabile.

Il Centro Ricerche per le Energie Non Convenzionali - Istituto eni Donegani di Novara ha ideato e sviluppato una tecnologia che trasforma questi rifiuti in bio-olio a elevato potere calorifico, utilizzabile nella produzione di energia elettrica e nel campo dell'autotrazione.

I principali vantaggi del processo sono:

- l'uso di una materia prima per la quale esiste già una filiera di raccolta e si permette una soluzione alternativa alla gestione dei rifiuti/fanghi delle aree urbane, rispettando l'ambiente;
- la tecnologia non è in competizione con la produzione agricola ma la completa e offre una alternativa sostenibile alla gestione degli scarti di lavorazione;
- la biomassa umida è trattata tal quale, evitando i costi di essiccamento;
- le temperature utilizzate sono più basse rispetto ad altri processi di conversione termochimica.

I rifiuti solidi di origine organica comprendono principalmente 4 tipologie di scarti:

- la frazione umida della raccolta differenziata dei rifiuti solidi urbani;
- le potature derivanti dalla manutenzione di parchi e giardini e gli scarti agro-forestali;
- i fanghi prodotti dagli impianti di depurazione delle acque urbane;
- i rifiuti dell'industria agro-alimentare e gli scarti della grande distribuzione.

In Italia ogni anno sono prodotti e raccolti più di 30 milioni di tonnellate di rifiuti urbani. Di questi, circa 5,2 milioni di tonnellate sono "umido" raccolto in maniera differenziata. La percentuale di "umido" dovrebbe progressivamente aumentare grazie alla crescita della raccolta differenziata dei rifiuti urbani.

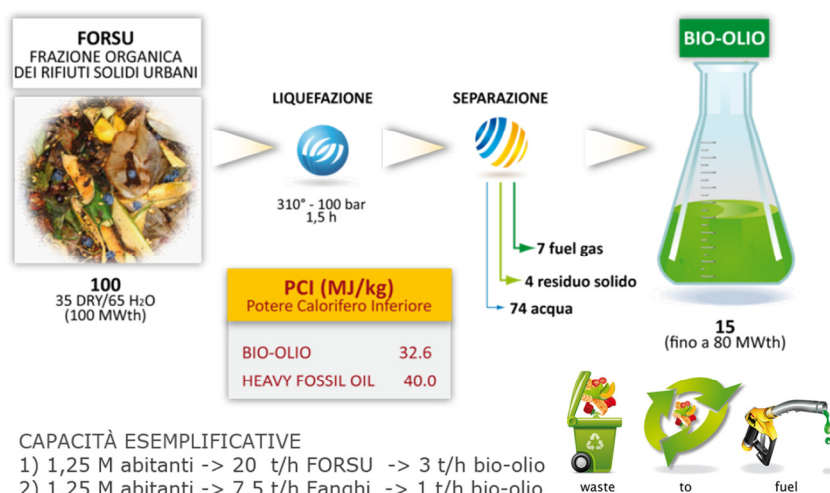
Attualmente la maggior parte di questi materiali è smaltita in discarica oppure, nei casi più virtuosi, inviata a impianti di digestione anaerobica (per produrre biogas), compostaggio (per produrre fertilizzanti e terriccio) o termovalorizzazione dopo essiccamento (per produrre energia). Per l'obiettivo di eni è, invece, trasformare questi rifiuti in energia rinnovabile.

Come già accennato, è stato identificato in laboratorio un processo di liquefazione dei rifiuti, che è integrato da un lato dalla raffinazione del bio-olio prodotto in biocarburanti, dall'altro dalla purificazione della fase acquosa residua mediante fermentazione con microrganismi.

Eni ha realizzato un impianto pilota nel 2012 a Novara e progetta di allestire un impianto pilota-dimostrativo di dimensioni maggiori, a Gela, nei prossimi anni.

Dopo la purificazione dei prodotti, il bio-olio ottenuto, che contiene carbonio per circa il 70-75% del suo peso, può essere utilizzato direttamente come olio combustibile (per esempio per la produzione di elettricità) oppure trasformato in biocarburanti, mediante un trattamento di raffinazione o upgrading.

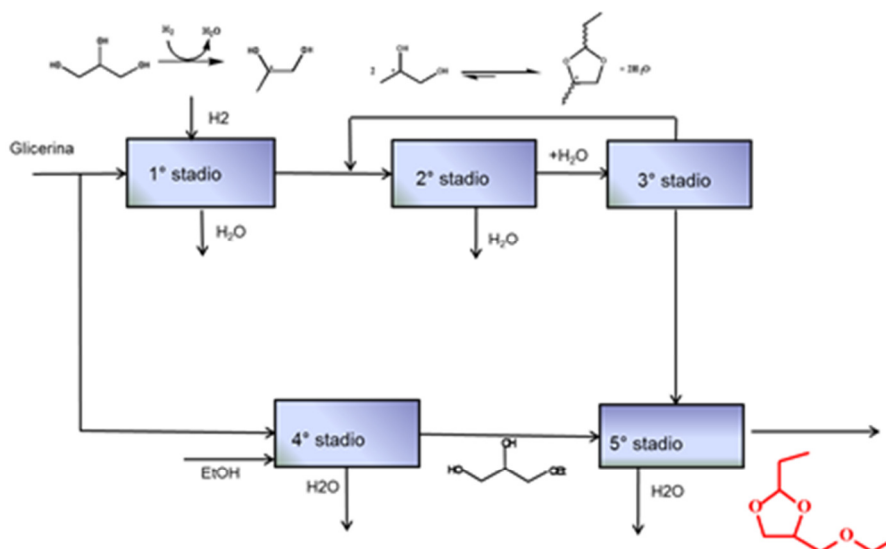
L'olio che sarà prodotto con tale tecnologia potrà, infatti, essere trasformato in biocarburanti tramite opportuno trattamento idrogenante oppure valorizzato tramite il processo EST (eni slurry technology), di cui il primo impianto industriale stato realizzato presso la raffineria di Sannazzaro de Burgondi.



**Figura 5. Schema semplificato del processo ENI "Waste to Fuel"**

- Progetto R&D per la produzione di nuovi biofuel ossigenati. Il progetto R&D ha l'obiettivo di produrre nuovi biofuel da scarti di lavorazione come la glicerina grezza. In particolare, è stato individuato un procedimento per la produzione di un biofuel innovativo da utilizzare come componente ossigenato per combustibile diesel. La sua produzione avviene secondo lo schema di processo brevettato riportato nella figura sotto.





**Figura 6 – Schema di processo per la produzione di biofuel ossigenati**

Le condizioni operative del processo di produzione richiedono temperature e pressioni poco severe rispetto a quelle tipiche dei processi di raffinazione. Per questo, nel caso della riconversione di una raffineria o di un sito chimico, è possibile valutare il recupero di macchine e apparecchiature esistenti. Le materie prime utilizzate sono la glicerina grezza, che proviene principalmente dalla produzione di biodiesel o come scarto di lavorazione di altri processi per la produzione di biofuel, e l'etanolo prodotto da biomassa lignocellulosica. Il biofuel prodotto, oltre a essere prodotto da scarti di lavorazione, ha anche caratteristiche che offrono vantaggi rispetto ai biofuel convenzionali come il bioetanolo e il FAME. Ad esempio, la sua struttura molecolare non permette la proliferazione batterica che porta alle problematiche di "fouling" che si presentano con i biofuel tradizionali, e il suo contenuto di ossigeno aiuta a migliorare la combustione e a mantenere sotto controllo la produzione di particolato rispetto al diesel minerale.

Il progetto di ricerca ha concluso gli stadi preliminari di consolidamento del "concept" in scala "lab" ed ora il processo è in una fase di scale-up su una scala sufficiente per la raccolta dei dati e delle informazioni necessarie alla progettazione della prima unità dimostrativa industriale, che si prevede possa produrre un quantitativo di biofuel attorno alle 100 kt/anno.

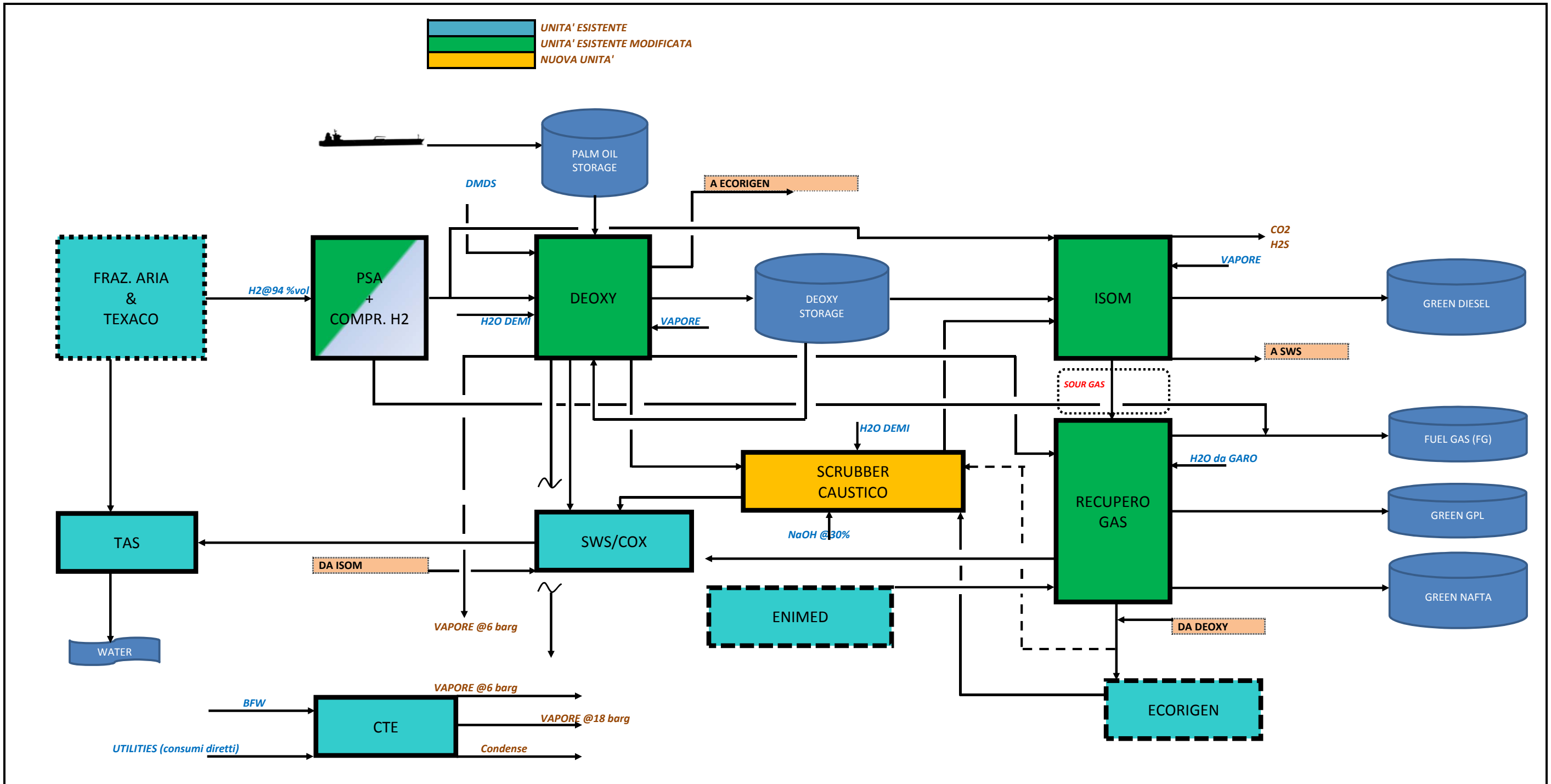


---

**Figure fuori testo**

---

UNITA' ESISTENTE  
 UNITA' ESISTENTE MODIFICATA  
 NUOVA UNITA'











## **Allegato – Certificati di Sostenibilità**

# Proof of Sustainability (PoS)

For bioliquids or biofuels according to the Directive 2009/28/EC

Number: **ISCC-PoS-IT206-53800-006HVO2014.1**



Issuing party	Recipient	Certification System
Name: Eni Trading and Shipping SpA	Name: ENI SPA	ISCC EU  <a href="http://www.iscc-system.org">www.iscc-system.org</a>
Address: Piazzale Enrico Mattei 1 00144 Rome Italy	Address: Piazzale Enrico Mattei 1 00144 Rome Italy	
Certificate number: EU-ISCC-Cert-IT206-53800	Port of discharge: Venice	

## Producer of the final biofuel

Registration or certificate number of the producer:

System: Please select

## 1. General information about the biomass

Product: vegetable oil  
Additional information:  
Ingredients / origin: palm oil refined, bleached, deodorized (natural gas as process fuel in conventi  
Code: 1511-1  
Country / countries: Indonesia  
of origin of biomass cultivation  
Quantity: 14.499,877 mt Energy content (MJ): 536.495.449  
The bioliquid or biofuel was produced from waste or residues other than agricultural, aquaculture, fisheries and forestry residues:  Yes  No

## 2. Sustainable production of the biomass according to Art. 17, 2009/28/EC:

The biomass fulfills the requirements according to Art. 17, 2009/28/EC  Yes  No

## 3. Production of the product according to Art. 18, 2009/28/EC:

The production fulfills the requirements according to Art. 18, 2009/28/EC  Yes  No

## 4. Greenhouse gas emission saving according to Art. 19, 2009/28/EC:

### The greenhouse gas emission saving is fulfilled as following:

Greenhouse gas emission savings based on total default value  Yes  No  
Greenhouse gas emissions (g CO<sub>2</sub>eq/MJ): 37,21  
Emission savings achieved when used for: Greenhouse gas savings:  
petrol / diesel 55,6% 83,8 gCO<sub>2</sub>eq/MJ  
electricity production 59,1% 91,0 gCO<sub>2</sub>eq/MJ  
cogeneration 56,2% 85,0 gCO<sub>2</sub>eq/MJ  
heat production 51,7% 77,0 gCO<sub>2</sub>eq/MJ  
Greenhouse gas emissions savings allow distribution worldwide:  within EU:

Place and date of issuance: Rome, 04 February 2014

This form is valid without signature. The issuing party is responsible for the correctness. Identification via the unique identification number above.

# Proof of Sustainability (PoS)

For bioliquids or biofuels according to the Directive 2009/28/EC

Number: **ISCC-PoS-IT206-53800-006HVO2014.2**



Issuing party	Recipient	Certification System
Name: Eni Trading and Shipping SpA	Name: ENI SPA	ISCC EU  <a href="http://www.iscc-system.org">www.iscc-system.org</a>
Address: Piazzale Enrico Mattei 1 00144 Rome Italy	Address: Piazzale Enrico Mattei 1 00144 Rome Italy	
Certificate number: EU-ISCC-Cert-IT206-53800	Port of discharge: Venice	

## Producer of the final biofuel

Registration or certificate number of the producer:

System: Please select

## 1. General information about the biomass

Product: vegetable oil  
Additional information:  
Ingredients / origin: palm oil refined, bleached, deodorized (natural gas as process fuel in conventi  
Code: 1511-1  
Country / countries: Indonesia  
of origin of biomass cultivation  
Quantity: 7.499,929 mt Energy content (MJ): 277.497.373  
The bioliquid or biofuel was produced from waste or residues other than agricultural, aquaculture, fisheries and forestry residues:  Yes  No

## 2. Sustainable production of the biomass according to Art. 17, 2009/28/EC:

The biomass fulfills the requirements according to Art. 17, 2009/28/EC  Yes  No

## 3. Production of the product according to Art. 18, 2009/28/EC:

The production fulfills the requirements according to Art. 18, 2009/28/EC  Yes  No

## 4. Greenhouse gas emission saving according to Art. 19, 2009/28/EC:

### The greenhouse gas emission saving is fulfilled as following:

Greenhouse gas emission savings based on total default value  Yes  No  
Greenhouse gas emissions (g CO<sub>2</sub>eq/MJ): 39,91  
Emission savings achieved when used for: Greenhouse gas savings:  
petrol / diesel 52,4% 83,8 gCO<sub>2</sub>eq/MJ  
electricity production 56,1% 91,0 gCO<sub>2</sub>eq/MJ  
cogeneration 53,0% 85,0 gCO<sub>2</sub>eq/MJ  
heat production 48,2% 77,0 gCO<sub>2</sub>eq/MJ  
Greenhouse gas emissions savings allow distribution worldwide:  within EU:

Place and date of issuance: Rome, 04 February 2014

This form is valid without signature. The issuing party is responsible for the correctness. Identification via the unique identification number above.