

DIRETTIVE

DIRETTIVA (UE) 2015/652 DEL CONSIGLIO

del 20 aprile 2015

che stabilisce i metodi di calcolo e gli obblighi di comunicazione ai sensi della direttiva 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel

IL CONSIGLIO DELL'UNIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

vista la direttiva 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 1998, relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel e recante modificazione della direttiva 93/12/CEE del Consiglio ⁽¹⁾, in particolare l'articolo 7 bis, paragrafo 5,

vista la proposta della Commissione europea,

considerando quanto segue:

- (1) Il metodo di calcolo delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili e di altre energie di origine non biologica da stabilire a norma dell'articolo 7 bis, paragrafo 5, della direttiva 98/70/CE dovrebbe produrre comunicazioni sufficientemente precise da consentire alla Commissione di valutare criticamente le prestazioni dei fornitori in merito all'adempimento dei loro obblighi ai sensi dell'articolo 7 bis, paragrafo 2, della stessa direttiva. Il metodo di calcolo dovrebbe garantire precisione, pur tenendo debito conto della complessità degli obblighi amministrativi connessi. Al tempo stesso, il metodo dovrebbe incentivare i fornitori a ridurre l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili da loro forniti. Anche l'impatto del metodo di calcolo sulle raffinerie dell'Unione dovrebbe essere considerato attentamente. Di conseguenza, il metodo di calcolo dovrebbe basarsi sulle intensità medie delle emissioni di gas a effetto serra che rappresentano un valore medio del settore tipico di un particolare combustibile. Ciò presenterebbe il vantaggio di ridurre l'onere amministrativo a carico dei fornitori e degli Stati membri. In questa fase il metodo di calcolo proposto non dovrebbe richiedere la differenziazione dell'intensità delle emissioni di gas serra dei combustibili in base all'origine della materia prima, in quanto ciò pregiudicherebbe gli investimenti attualmente in corso presso alcune raffinerie dell'Unione.
- (2) Gli obblighi di comunicazione che competono ai fornitori che sono piccole e medie imprese (PMI) quali definite nella raccomandazione della Commissione 2003/361/CE ⁽²⁾ dovrebbero, per quanto possibile, essere ridotti al minimo nel contesto dell'articolo 7 bis, paragrafo 1, della direttiva 98/70/CE. Analogamente, gli importatori di benzina e combustibile diesel raffinati al di fuori dell'Unione non dovrebbero essere obbligati a fornire informazioni dettagliate circa le fonti di petrolio greggio utilizzato per ottenere i combustibili, in quanto si tratta di informazioni che possono non essere disponibili o possono essere difficili da ottenere.
- (3) Per incentivare ulteriori riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra, il calcolo eseguito dai fornitori sulle emissioni di gas a effetto serra durante il ciclo di vita dovrebbe comprendere i risparmi dichiarati per le riduzioni delle emissioni a monte (Upstream Emission Reductions — UER), incluse quelle derivanti dalla combustione in torcia o dal rilascio in atmosfera. Al fine di facilitare la dichiarazione delle UER da parte dei fornitori, occorrerebbe autorizzare l'uso di vari schemi di riferimento delle emissioni per il calcolo e la certificazione delle UER. Dovrebbero essere ammissibili solo i progetti di UER che hanno inizio dopo la data di definizione del valore di riferimento per i carburanti di cui all'articolo 7 bis, paragrafo 5, lettera b), della direttiva 98/70/CE, vale a dire dopo il 1° gennaio 2011.
- (4) La media ponderata dei valori standard delle emissioni di gas a effetto serra che rappresentano i greggi lavorati consumati nell'Unione costituisce un metodo di calcolo semplice tramite il quale i fornitori possono determinare il contenuto di gas a effetto serra dei combustibili da essi forniti.
- (5) Le UER dovrebbero essere stimate e convalidate conformemente ai principi e alle norme contenuti nelle norme internazionali, in particolare ISO 14064, ISO 14065 e ISO 14066.

⁽¹⁾ GUL 350 del 28.12.1998, pag. 58.

⁽²⁾ Raccomandazione 2003/361/CE della Commissione, del 6 maggio 2003, relativa alla definizione delle microimprese, piccole e medie imprese (GUL 124 del 20.5.2003, pag. 36).

- (6) È inoltre appropriato facilitare l'attuazione, da parte degli Stati membri, della normativa relativa alle UER, incluse quelle derivanti dalla combustione in torcia o dal rilascio in atmosfera. A tale scopo dovrebbero essere preparati, sotto l'egida della Commissione, orientamenti non legislativi sugli approcci per la quantificazione, la verifica, la convalida, il monitoraggio e la comunicazione di tali UER (compresa la riduzione della combustione in torcia e del rilascio in atmosfera nei siti di produzione) prima della fine del periodo di recepimento di cui all'articolo 7 della presente direttiva.
- (7) L'art. 7 bis, paragrafo 5, lettera b), della direttiva 98/70/CE richiede la definizione di un metodo volto a determinare il valore di riferimento per i carburanti basato sulle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita per unità di energia dovute alle emissioni dei combustibili fossili nel 2010. Il valore di riferimento per i carburanti dovrebbe basarsi sui quantitativi di combustibile diesel, benzina, gasolio destinato alle macchine mobili non stradali, gas di petrolio liquefatto (GPL) e gas naturale compresso (GNC) consumato, e utilizzare i dati comunicati ufficialmente dagli Stati membri nell'ambito della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) nel 2010. Il valore di riferimento per i carburanti non dovrebbe essere il valore del combustibile fossile di riferimento usato per calcolare le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra dei biocarburanti, che dovrebbe rimanere quello previsto nell'allegato IV della direttiva 98/70/CE.
- (8) Poiché la composizione del mix dei combustibili fossili in questione varia di poco da un anno all'altro, anche la variazione annua dell'intensità complessiva delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili fossili sarà limitata. È dunque appropriato che il valore di riferimento per i carburanti si basi sui dati del consumo medio dell'Unione per il 2010 comunicati dagli Stati membri nell'ambito della UNFCCC.
- (9) Il valore di riferimento per i carburanti dovrebbe rappresentare una intensità media delle emissioni di gas a effetto serra a monte e l'intensità media del carburante di una raffineria complessa per i combustibili fossili. Di conseguenza, il valore di riferimento per i carburanti dovrebbe essere calcolato utilizzando i valori medi standard dei rispettivi combustibili. Il valore di riferimento per i carburanti dovrebbe restare immutato per il periodo fino al 2020, al fine di garantire la certezza normativa ai fornitori per i loro obblighi di riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra in rapporto ai combustibili forniti.
- (10) L'articolo 7 bis, paragrafo 5, lettera d), della direttiva 98/70/CE prevede l'adozione di un metodo per calcolare il contributo dei veicoli elettrici stradali alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita dei carburanti. A norma di tale articolo, il metodo di calcolo dovrebbe essere compatibile con l'articolo 3, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾. Per garantire questa compatibilità, è opportuno usare lo stesso fattore di adeguamento per l'efficienza.
- (11) Come stabilito all'articolo 7 bis, paragrafo 1, della direttiva 98/70/CE, l'elettricità fornita per il trasporto su strada può essere comunicata dai fornitori nelle relazioni annuali che devono presentare agli Stati membri. Per limitare i costi amministrativi, ai fini della comunicazione da parte del fornitore, è opportuno che il metodo di calcolo si basi su una stima piuttosto che su un'effettiva misurazione del consumo di elettricità di un veicolo stradale o di un motociclo elettrico.
- (12) È auspicabile includere un approccio dettagliato per stimare la quantità e l'intensità dei gas a effetto serra dei biocarburanti nei casi in cui sono trattati insieme ai combustibili fossili nel corso di uno stesso processo. Occorre utilizzare un metodo specifico perché il quantitativo del biocarburante risultante non è misurabile, ad esempio nel caso di idrotrattamento di oli vegetali con un combustibile fossile. L'articolo 7 *quinqüies*, paragrafo 1, della direttiva 98/70/CE stabilisce che, ai fini dell'articolo 7 bis e dell'articolo 7 ter, paragrafo 2, della stessa direttiva, le emissioni di gas a effetto serra dei biocarburanti prodotte durante il ciclo di vita devono essere calcolate con lo stesso metodo. Pertanto, la certificazione delle emissioni di gas a effetto serra con sistemi volontari riconosciuti è altrettanto valida ai fini dell'articolo 7 bis che ai fini dell'articolo 7 ter, paragrafo 2, della direttiva 98/70/CE.
- (13) All'obbligo di comunicazione per il fornitore di cui all'articolo 7 bis, paragrafo 1, della direttiva 98/70/CE si dovrebbe integrare l'uso di un formato armonizzato e le definizioni armonizzate dei dati da comunicare. È necessario armonizzare la definizione dei dati per la corretta esecuzione del calcolo dell'intensità dei gas a effetto serra legato agli obblighi di comunicazione dei dati da parte dei singoli fornitori, in quanto tali dati costituiscono i principali elementi del metodo di calcolo armonizzato a norma dell'articolo 7 bis, paragrafo 5, lettera a), della direttiva 98/70/CE. I dati comprendono l'identificazione del fornitore, il quantitativo e il tipo di combustibile o energia immessi sul mercato.
- (14) L'obbligo di comunicazione per il fornitore di cui all'articolo 7 bis, paragrafo 1, della direttiva 98/70/CE dovrebbe essere integrato da obblighi armonizzati in materia di comunicazione, da un formato per la comunicazione e da definizioni armonizzate per le comunicazioni da parte dello Stato membro alla Commissione in merito alle prestazioni in materia di gas a effetto serra dei combustibili utilizzati nell'Unione. In particolare, questi obblighi di comunicazione consentiranno l'aggiornamento del valore del carburante fossile di riferimento di cui al punto 19, parte C, dell'allegato IV della direttiva 98/70/CE, nonché al punto 19, parte C, dell'allegato V della direttiva 2009/28/CE, agevolando la comunicazione richiesta dall'articolo 8, paragrafo 3, e dall'articolo 9,

⁽¹⁾ Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (GUL 140 del 5.6.2009, pag. 16).

paragrafo 2, della direttiva 98/70/CE, nonché l'aggiornamento del metodo di calcolo al progresso tecnico e scientifico al fine di assicurare che esso risponda all'uso al quale è stato destinato. Tali dati dovrebbero comprendere i quantitativi e il tipo di combustibile o di energia immessi sul mercato, il luogo di acquisto e l'origine del combustibile o dell'energia immessi sul mercato.

- (15) È opportuno che gli Stati membri consentano ai fornitori di adempiere ai loro obblighi di comunicazione facendo affidamento su dati equivalenti raccolti ai sensi di altre normative dell'Unione o nazionali in modo da ridurre l'onere amministrativo, a condizione che la comunicazione avvenga conformemente agli obblighi di cui all'allegato IV e alle definizioni di cui agli allegati I e III.
- (16) L'articolo 7 bis, paragrafo 5, lettera c), della direttiva 98/70/CE consente l'adozione delle eventuali norme necessarie al fine di facilitare la comunicazione da parte di gruppi di fornitori ai sensi dell'articolo 7 bis, paragrafo 4, della stessa direttiva. È auspicabile che tale comunicazione venga facilitata al fine di evitare perturbazioni ai movimenti fisici dei combustibili, dal momento che diversi fornitori immettono sul mercato diversi combustibili in proporzioni variabili e, pertanto, potrebbero dover mobilitare livelli diversi di risorse per raggiungere l'obiettivo di riduzione dei gas a effetto serra. È pertanto necessario armonizzare le definizioni relative all'identificazione dei fornitori, al quantitativo, al tipo, al luogo d'acquisto e all'origine del combustibile o dell'energia immessi sul mercato. Inoltre, per evitare un doppio conteggio nelle comunicazioni congiunte ai sensi dell'articolo 7 bis, paragrafo 4, è opportuno armonizzare l'attuazione del metodo di calcolo e comunicazione negli Stati membri, comprese le comunicazioni alla Commissione in modo che le necessarie informazioni da parte di un gruppo di fornitori riguardi uno specifico Stato membro.
- (17) Ai sensi dell'articolo 8, paragrafo 3, della direttiva 98/70/CE, gli Stati membri devono presentare una comunicazione annuale sui dati nazionali relativi alla qualità dei combustibili per l'anno civile precedente, nel formato stabilito dalla decisione 2002/159/CE della Commissione ⁽¹⁾. Per tener conto delle modifiche apportate alla direttiva 98/70/CE dalla direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾ e dei conseguenti obblighi supplementari di comunicazione che competono agli Stati membri e a fini di efficacia e armonizzazione, è necessario chiarire quali informazioni debbano essere comunicate e adottare il formato per la trasmissione di tali dati da parte dei fornitori e degli Stati membri.
- (18) La Commissione ha presentato una proposta di misura al comitato istituito il 23 febbraio 2012 dalla direttiva 98/70/CE. Il comitato non è stato in grado di esprimere un parere con la necessaria maggioranza qualificata. È opportuno pertanto che la Commissione presenti una proposta al Consiglio a norma dell'articolo 5 bis, paragrafo 4, della decisione 1999/468/CE del Consiglio ⁽³⁾,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DIRETTIVA:

Articolo 1

Oggetto — Ambito di applicazione

1. La presente direttiva stabilisce i requisiti per il metodo di calcolo e comunicazione ai sensi della direttiva 98/70/CE.
2. La presente direttiva si applica ai combustibili per veicoli stradali, macchine mobili non stradali (comprese navi adibite alla navigazione interna quando non sono in mare), trattori agricoli e forestali e imbarcazioni da diporto quando non sono in mare, nonché all'elettricità utilizzata da veicoli stradali.

Articolo 2

Definizioni

Ai fini della presente direttiva, oltre alle definizioni già presenti nella direttiva 98/70/CE, si applicano le seguenti definizioni:

- 1) «emissioni a monte o di *upstream*»: le emissioni di gas a effetto serra che si verificano prima che le materie prime entrino in una raffineria o in un impianto di trasformazione dove viene prodotto il combustibile di cui all'allegato I;

⁽¹⁾ Decisione 2002/159/CE della Commissione, del 18 febbraio 2002, concernente il formato comune per la presentazione delle sintesi dei dati nazionali relativi alla qualità dei combustibili (GUL 53 del 23.2.2002, pag. 30).

⁽²⁾ Direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che modifica la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE del Consiglio per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 88).

⁽³⁾ Decisione 1999/468/CE del Consiglio, del 28 giugno 1999, recante modalità per l'esercizio delle competenze di esecuzione conferite alla Commissione (GUL 184 del 17.7.1999, pag. 23).

- 2) «bitumi naturali»: materia prima da raffinare di qualsiasi origine:
 - a) che abbia gravità API (American Petroleum Institute) di 10 gradi o inferiore quando situata in un giacimento presso il luogo di estrazione definita conformemente al metodo di prova dell'American Society for Testing and Materials (ASTM) ⁽¹⁾ D287;
 - b) che abbia viscosità media annua alla temperatura del giacimento maggiore di quella calcolata dall'equazione: Viscosità (centipoise) = $518,98e^{-0,038T}$, dove T è la temperatura in gradi Celsius;
 - c) che rientri nella definizione di sabbie bituminose con il codice della nomenclatura combinata (NC) 2714 come indicato nel regolamento (CEE) n. 2658/87 del Consiglio ⁽²⁾; e
 - d) per la quale la mobilitazione della fonte di materia prima è realizzata mediante estrazione mineraria o drenaggio a gravità con potenziamento termico dove l'energia termica deriva principalmente da fonti diverse dalla fonte di materia prima stessa;
- 3) «scisti bituminosi»: qualsiasi fonte di materia prima per raffineria situata in una formazione rocciosa contenente kerogene solido e rientrante nella definizione di scisti bituminosi con il codice NC 2714 indicato nel regolamento (CEE) n. 2658/87. La mobilitazione della fonte di materia prima è realizzata mediante estrazione mineraria o drenaggio a gravità con potenziamento termico;
- 4) «valore di riferimento per i carburanti»: un valore di riferimento per i carburanti basato sul ciclo di vita delle emissioni di gas a effetto serra per unità di energia dei combustibili nel 2010;
- 5) «petrolio greggio convenzionale»: qualsiasi fonte di materia prima per raffineria provvista di gravità API superiore a 10 gradi quando situata in una formazione reservoir presso il suo luogo di origine, misurata secondo il metodo di prova ASTM D287 e non rientrante nella definizione corrispondente al codice NC 2714 indicato nel regolamento (CEE) n. 2658/87.

Articolo 3

Metodo di calcolo e comunicazione, a uso dei fornitori, dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili e dell'energia forniti diversi dai biocarburanti

1. Ai fini dell'articolo 7 bis, paragrafo 2, della direttiva 98/70/CE, gli Stati membri si assicurano che i fornitori utilizzino il metodo di calcolo di cui all'allegato I della presente direttiva al fine di determinare l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili da loro forniti.
2. Ai fini dell'articolo 7 bis, paragrafo 1, secondo comma, e dell'articolo 7 bis, paragrafo 2, della direttiva 98/70/CE, gli Stati membri richiedono ai fornitori di comunicare i dati utilizzando le definizioni e il metodo di calcolo di cui all'allegato I della presente direttiva. I dati sono trasmessi con cadenza annuale utilizzando il formato di cui all'allegato IV della presente direttiva.
3. Ai fini dell'articolo 7 bis, paragrafo 4, della direttiva 98/70/CE, ogni Stato membro assicura che un gruppo di fornitori che sceglie di essere considerato come un fornitore unico soddisfi gli obblighi di cui all'articolo 7 bis, paragrafo 2, all'interno di tale Stato membro.
4. Per i fornitori che sono PMI gli Stati membri applicano il metodo semplificato di cui all'allegato I della presente direttiva.

Articolo 4

Calcolo del valore di riferimento per i carburanti e della riduzione dell'intensità dei gas a effetto serra

Ai fini di verificare il rispetto da parte dei fornitori degli obblighi di cui all'articolo 7 bis, paragrafo 2, della direttiva 98/70/CE, gli Stati membri richiedono ai fornitori di confrontare le riduzioni ottenute delle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita dei combustibili e dell'elettricità con il valore di riferimento per i carburanti stabilita nell'allegato II della presente direttiva.

⁽¹⁾ American Society for Testing and Materials: <http://www.astm.org/index.shtml>

⁽²⁾ Regolamento (CEE) n. 2658/87 del Consiglio, del 23 luglio 1987, relativo alla nomenclatura tariffaria e statistica ed alla tariffa doganale comune (GUL 256 del 7.9.1987, pag. 1).

*Articolo 5***Comunicazione da parte degli Stati membri**

1. Quando presentano la relazione alla Commissione ai sensi dell'articolo 8, paragrafo 3, della direttiva 98/70/CE, gli Stati membri forniscono alla stessa i dati di cui all'allegato III relativamente al rispetto dell'articolo 7 bis di tale direttiva.
2. Gli Stati membri utilizzano gli strumenti della rete ReportNet dell'Agenzia europea dell'ambiente messi a disposizione ai sensi del regolamento (CE) n. 401/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾ per la presentazione dei dati di cui all'allegato III della presente direttiva. I dati sono comunicati dagli Stati membri mediante trasferimento dati elettronico al registro centralizzato dei dati (Central Data Repository) gestito dall'Agenzia europea per l'ambiente.
3. I dati saranno trasmessi annualmente utilizzando il modello di cui all'allegato IV. Gli Stati membri notificano alla Commissione la data di trasmissione e il nome della persona di contatto dell'autorità competente incaricata di verificare e comunicare i dati alla Commissione.

*Articolo 6***Sanzioni**

Gli Stati membri stabiliscono le norme relative alle sanzioni applicabili in caso di violazione delle disposizioni nazionali adottate conformemente alla presente direttiva e adottano tutte le misure necessarie per garantirne l'attuazione. Le sanzioni devono essere effettive, proporzionate e dissuasive. Gli Stati membri notificano tali disposizioni alla Commissione entro il 21 aprile 2017 e provvedono poi a notificare immediatamente le eventuali modifiche successive.

*Articolo 7***Recepimento**

1. Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla presente direttiva entro il 21 aprile 2017. Essi ne informano immediatamente la Commissione.
2. Quando gli Stati membri adottano tali disposizioni, queste contengono un riferimento alla presente direttiva o sono corredate di tale riferimento all'atto della pubblicazione ufficiale. Le modalità del riferimento sono stabilite dagli Stati membri.
3. Gli Stati membri comunicano alla Commissione il testo delle disposizioni essenziali di diritto interno che adottano nel settore disciplinato dalla presente direttiva.

*Articolo 8***Entrata in vigore**

La presente direttiva entra in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

*Articolo 9***Destinatari**

Gli Stati membri sono destinatari della presente direttiva.

Fatto a Lussemburgo, il 20 aprile 2015

Per il Consiglio
Il presidente
J. DÜKLAVS

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 401/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sull'Agenzia europea dell'ambiente e la rete europea d'informazione e di osservazione in materia ambientale (GUL 126 del 21.5.2009, pag. 13).

ALLEGATO I

METODO DI CALCOLO E COMUNICAZIONE, A USO DEI FORNITORI, DELL'INTENSITÀ DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA PRODOTTE DURANTE IL CICLO DI VITA DEI COMBUSTIBILI E DELL'ENERGIA

Parte 1

Elementi utili al calcolo dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili e dell'energia ascrivibili a un fornitore

L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra per combustibili e energia è espressa in termini di grammi equivalenti di biossido di carbonio per megajoule di carburante ($\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$).

1. I gas a effetto serra considerati ai fini del calcolo dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili sono il biossido di carbonio (CO_2), il protossido di azoto (N_2O) e il metano (CH_4). Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO_2 , le emissioni di tali gas sono valutate in termini di emissioni di CO_2 equivalente come segue:

CO_2 : 1 CH_4 : 25 N_2O : 298

2. Le emissioni prodotte dalla fabbricazione di macchine e attrezzature utilizzate nell'estrazione, nella produzione, nella raffinazione e nel consumo di combustibili fossili non sono considerate ai fini del calcolo delle emissioni di gas a effetto serra.
3. L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita di tutti i combustibili e l'energia forniti dal fornitore è calcolata secondo la formula seguente:

$$\text{intensità dei gas a effetto serra del fornitore}_{(\#)} = \frac{\sum_x (\text{GHH}_x \times \text{AF} \times \text{MJ}_x) - \text{UER}}{\sum_x \text{MJ}_x}$$

dove s'intende con:

- a) «#», l'identificazione del fornitore (vale a dire, l'identificazione della persona responsabile del pagamento dell'accisa) definita nel regolamento (CE) n. 684/2009 della Commissione ⁽¹⁾ come codice accisa dell'operatore (numero di registrazione del sistema di scambio di dati sulle accise (SEED) o numero di partita dell'imposta sul valore aggiunto (IVA) nella tabella 1, punto 5, lettera a), dell'allegato I del suddetto regolamento per i codici del tipo di destinazione da 1 a 5 e 8), che è anche il responsabile del pagamento dell'accisa a norma dell'articolo 8 della direttiva 2008/118/CE del Consiglio ⁽²⁾ nel momento in cui tale accisa è divenuta esigibile a norma dell'articolo 7, paragrafo 2, della medesima direttiva. Se tale identificazione non è disponibile, gli Stati membri garantiscono che sia utilizzato un mezzo equivalente di identificazione conformemente a un regime nazionale di comunicazione delle accise;
- b) «x», i tipi di combustibile e energia che rientrano nell'ambito d'applicazione della presente direttiva espressi come indicato nella tabella 1, punto 17, lettera c), dell'allegato I del regolamento (CE) n. 684/2009. Se questi dati non sono disponibili, gli Stati membri raccolgono dati equivalenti conformemente a un regime nazionale di comunicazione delle accise;
- c) «MJ_x», l'energia totale fornita e convertita a partire dai volumi comunicati di combustibile «x», espressa in megajoule. Il calcolo è effettuato come segue.
 - i) Quantità di ciascun combustibile per tipo di combustibile

Essa è ricavata dai dati comunicati a norma della tabella 1, punto 17, lettere d), f) e o), dell'allegato I del regolamento (CE) n. 684/2009. Le quantità di biocarburante sono convertite nel rispettivo contenuto energetico (potere calorifico inferiore) in base alle densità energetiche di cui all'allegato III della direttiva

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 684/2009 della Commissione, del 24 luglio 2009, recante modalità di attuazione della direttiva 2008/118/CE del Consiglio per quanto riguarda le procedure informatizzate relative alla circolazione di prodotti sottoposti ad accisa in sospensione dall'accisa (GU L 197 del 29.7.2009, pag. 24).

⁽²⁾ Direttiva 2008/118/CE del Consiglio, del 16 dicembre 2008, relativa al regime generale delle accise e che abroga la direttiva 92/12/CEE (GU L 9 del 14.1.2009, pag. 12).

2009/28/CE. Le quantità di combustibile di origine non biologica sono convertite nel rispettivo contenuto energetico (valore calorifico inferiore) in base alle densità energetiche di cui all'appendice 1 della relazione Well-to-Tank (versione 4) del luglio 2013 ⁽¹⁾ del Joint Research Centre-EUCAR-CONCAWE (JEC) ⁽²⁾.

ii) Trattamento simultaneo di combustibili fossili e biocarburanti

Il trattamento consiste in qualsiasi modifica che, nel corso del ciclo di vita del combustibile o dell'energia forniti, alteri la struttura molecolare del prodotto. Questo trattamento non prevede l'aggiunta di denaturante. Il quantitativo da considerare dei biocarburanti trattati insieme ai combustibili di origine non biologica è quello dei biocarburanti dopo il trattamento. La quantità di biocarburante trattato simultaneamente è determinata secondo il bilancio energetico e l'efficienza del processo di trattamento simultaneo di cui all'allegato IV, parte C, punto 17, della direttiva 98/70/CE.

Se vari biocarburanti sono miscelati con combustibili fossili, la quantità e il tipo di ogni biocarburante sono presi in considerazione ai fini del calcolo e comunicati agli Stati membri dai fornitori.

Il quantitativo di biocarburante fornito che non risponde ai criteri di sostenibilità di cui all'articolo 7 *ter*, paragrafo 1, della direttiva 98/70/CE è computato come combustibile fossile.

Le miscele di benzina-etanolo E85 sono calcolate come carburante a sé ai fini dell'articolo 6 del regolamento (CE) n. 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽³⁾.

Se i dati relativi alla quantità non sono raccolti a norma del regolamento (CE) n. 684/2009, gli Stati membri raccolgono dati equivalenti conformemente a un regime nazionale di comunicazione delle accise.

iii) Quantità di elettricità consumata

Consiste nella quantità di elettricità consumata dai veicoli stradali o dai motocicli e comunicata dal fornitore alle competenti autorità di ciascuno Stato membro secondo la seguente formula:

elettricità consumata = distanza percorsa (km) × efficienza del consumo di elettricità (MJ/km);

d) riduzione delle emissioni a monte o di *upstream* (UER)

Consiste nella riduzione delle emissioni di gas a effetto serra a monte (*Upstream Emission Reduction*) dichiarata dal fornitore, espressa in gCO_{2eq} se quantificata e comunicata conformemente ai seguenti requisiti.

i) Ammissibilità

Le UER sono applicabili solo alla parte dei valori medi standard riguardanti le emissioni a monte (*upstream*) per benzina, diesel, gas naturale compresso o GPL.

Le UER ottenute in qualsiasi paese possono essere considerate per una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ascrivibile ai combustibili ricavati da qualsiasi fonte di materia prima e forniti da qualsiasi fornitore.

Le UER sono computate solo se associate ai progetti iniziati dopo il 1° gennaio 2011.

Non è necessario dimostrare che le UER non avrebbero avuto luogo senza gli obblighi di comunicazione di cui all'articolo 7 *bis* della direttiva 98/70/CE.

ii) Calcolo

Le UER sono stimate e convalidate conformemente ai principi e alle norme individuati nelle norme internazionali, in particolare ISO 14064, ISO 14065 e ISO 14066.

⁽¹⁾ http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/about-jec/files/documents/report_2013/wtt_report_v4_july_2013_final.pdf

⁽²⁾ Il consorzio JEC riunisce il Centro europeo della Commissione comune di ricerca (CCR), EUCAR (Consiglio europeo per Automotive R&S) e CONCAWE (associazione europea delle compagnie petrolifere per l'ambiente, la salute e la sicurezza nella raffinazione e distribuzione).

⁽³⁾ Regolamento (CE) n. 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri (G.U. L 140 del 5.6.2009, pag. 1).

Il monitoraggio, la comunicazione e la verifica delle UER e delle emissioni di riferimento sono effettuati conformemente alla norma ISO 14064 e devono fornire risultati di affidabilità equivalente a quella richiesta dal regolamento (UE) n. 600/2012 della Commissione ⁽¹⁾ e dal regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione ⁽²⁾. I metodi di stima delle UER devono essere verificati conformemente alla norma ISO 14064-3 e l'organismo che esegue tale verifica deve essere accreditato conformemente alla norma ISO 14065;

- e) con «GHGix» s'intende l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra del combustibile o dell'energia x espressa in $\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$. I fornitori calcolano l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra di ciascun combustibile o energia come segue.
- i) L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili di origine non biologica è «l'intensità di gas a effetto serra ponderata durante il ciclo di vita» per tipo di combustibile elencato nell'ultima colonna della tabella di cui alla parte 2, punto 5, del presente allegato.
- ii) L'elettricità è calcolata come indicato nella parte 2, punto 6.
- iii) Intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei biocarburanti.

L'intensità dei gas a effetto serra dei biocarburanti che soddisfano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 7 *ter*, paragrafo 1, della direttiva 98/70/CE è calcolata in base all'articolo 7 *quinqüies* della medesima direttiva. Se i dati sulle emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita dei biocarburanti sono stati ottenuti conformemente a un accordo o a un regime oggetto di una decisione adottata ai sensi dell'articolo 7 *quater*, paragrafo 4, della direttiva 98/70/CE relativamente alle disposizioni dell'articolo 7 *ter*, paragrafo 2, della medesima direttiva, tali dati devono essere utilizzati anche per determinare l'intensità dei gas a effetto serra dei biocarburanti ai sensi dell'articolo 7 *ter*, paragrafo 1, di detta direttiva. L'intensità dei gas a effetto serra per i biocarburanti che non soddisfano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 7 *ter*, paragrafo 1, della direttiva 98/70/CE è pari all'intensità dei gas a effetto serra dei corrispondenti combustibili fossili derivati da idrocarburi convenzionali.

- iv) Trattamento simultaneo di combustibili di origine non biologica e biocarburanti

L'intensità dei gas a effetto serra dei biocarburanti trattati insieme ai combustibili fossili è quella del biocarburante dopo il trattamento;

- f) «AF» esprime i fattori di adeguamento per l'efficienza della trasmissione:

Tecnologia di conversione prevalente	Fattore di efficienza
Motore a combustione interna	1
Motopropulsore elettrico a batteria	0,4
Motopropulsore elettrico a celle a combustibile a idrogeno	0,4

Parte 2

Comunicazione da parte dei fornitori per i carburanti diversi dai biocarburanti

1. UER dei carburanti diversi dai biocarburanti

Affinché le UER possano essere calcolate utilizzando il metodo di calcolo e comunicazione, i fornitori comunicano all'autorità designata dagli Stati membri le seguenti informazioni:

- a) la data d'inizio del progetto, che deve essere successiva al 1° gennaio 2011;
- b) le riduzioni delle emissioni annue in $\text{gCO}_{2\text{eq}}$;
- c) il periodo di tempo durante il quale hanno avuto luogo le riduzioni dichiarate;
- d) la sede del progetto più vicina alla fonte delle emissioni in gradi di latitudine e longitudine fino al quarto decimale;
- e) le emissioni annue di riferimento prima dell'attuazione delle misure di riduzione ed emissioni annue dopo l'attuazione delle misure di riduzione in $\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ di materia prima prodotta;

⁽¹⁾ Regolamento (UE) n. 600/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, sulla verifica delle comunicazioni delle emissioni dei gas a effetto serra e delle tonnellate-chilometro e sull'accreditamento dei verificatori a norma della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 181 del 12.7.2012, pag. 1).

⁽²⁾ Regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 181 del 12.7.2012, pag. 30).

- f) il numero di certificato non riutilizzabile per l'identificazione esclusiva del sistema e delle riduzioni dichiarate di gas a effetto serra;
- g) il numero non riutilizzabile per l'identificazione esclusiva del metodo di calcolo e del relativo sistema;
- h) se il progetto riguarda l'estrazione di petrolio, il rapporto gas-petrolio (GOR) in soluzione medio annuo, storico e dell'anno a cui si riferisce la comunicazione, pressione del giacimento, profondità e produzione di petrolio greggio del pozzo.

2. Origine

Con «origine» s'intende la denominazione commerciale delle materie prime di cui alla parte 2, punto 7, del presente allegato, ma solo se il fornitore detiene l'informazione richiesta perché:

- a) è una persona o un'impresa che effettua un'importazione di petrolio greggio da paesi terzi oppure che riceve una fornitura di petrolio greggio da un altro Stato membro a norma dell'articolo 1 del regolamento (CE) n. 2964/95 del Consiglio ⁽¹⁾; oppure
- b) ha stipulato accordi per condividere le informazioni con altri fornitori.

In tutti gli altri casi, l'«origine» deve far riferimento alla provenienza UE o non UE del combustibile.

Le informazioni raccolte e trasmesse dai fornitori agli Stati membri riguardo all'origine dei combustibili sono riservate, ma ciò non preclude alla Commissione di pubblicare informazioni di carattere generale o in forma sintetica che non contengano dati relativi alle singole imprese.

Per quanto riguarda i biocarburanti, con «origine» s'intende la filiera di produzione del biocarburante di cui all'allegato IV della direttiva 98/70/CE.

Qualora siano utilizzate più materie prime, i fornitori presentano una relazione sulla quantità in tonnellate di prodotto finito di ciascuna materia prima prodotta nei rispettivi impianti di trattamento durante l'anno a cui si riferisce la comunicazione.

3. Luogo di acquisto

Con «luogo di acquisto» s'intende il paese e il nome dell'impianto di trattamento in cui il combustibile o l'energia hanno subito l'ultima trasformazione sostanziale, utilizzati per assegnare l'origine del combustibile o dell'energia a norma del regolamento (CEE) n. 2454/93 della Commissione ⁽²⁾.

4. PMI

In deroga a quanto predetto, per i fornitori che sono PMI l'«origine» e il «luogo d'acquisto» si riferiscono alla provenienza UE o non UE, secondo il caso, a prescindere dal fatto che essi importino o forniscano oli greggi di petrolio o di minerali bituminosi.

5. Valori medi standard di intensità dei gas a effetto serra prodotti durante il ciclo di vita dei combustibili diversi dai biocarburanti e dall'elettricità

Fonte di materie prime e processo	Combustibile immesso sul mercato	Intensità delle emissioni di gas serra durante il ciclo di vita (gCO _{2eq} /MJ)	Intensità delle emissioni di gas serra ponderata durante il ciclo di vita (gCO _{2eq} /MJ)
Greggio convenzionale	Benzina	93,2	93,3
Liquido da gas naturale (GTL)		94,3	
Liquido da carbone		172	
Bitume naturale		107	
Scisti bituminosi		131,3	

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 2964/95 del Consiglio, del 20 dicembre 1995, che introduce nella Comunità la registrazione delle importazioni e delle forniture di petrolio greggio (GUL 310 del 22.12.1995, pag. 5).

⁽²⁾ Regolamento (CEE) n. 2454/93 della Commissione, del 2 luglio 1993, che fissa talune disposizioni d'applicazione del regolamento (CEE) n. 2913/92 del Consiglio che istituisce il codice doganale comunitario (GUL 253 dell'11.10.1993, pag. 1).

Fonte di materie prime e processo	Combustibile immesso sul mercato	Intensità delle emissioni di gas serra durante il ciclo di vita (gCO _{2eq} /MJ)	Intensità delle emissioni di gas serra ponderata durante il ciclo di vita (gCO _{2eq} /MJ)
Greggio convenzionale	Diesel o gasolio	95	95,1
Liquido da gas naturale (GTL)		94,3	
Liquido da carbone		172	
Bitume naturale		108,5	
Scisti bituminosi		133,7	
Qualsiasi fonte fossile	Gas di petrolio liquefatto per motore ad accensione comandata	73,6	73,6
Gas naturale, miscela dell'UE	Gas naturale compresso per motore ad accensione comandata	69,3	69,3
Gas naturale, miscela dell'UE	Gas naturale liquefatto per motore ad accensione comandata	74,5	74,5
Reazione Sabatier avente come fonte di idrogeno l'elettrolisi prodotta con energie rinnovabili non biologiche	Metano sintetico compresso nel motore ad accensione comandata	3,3	3,3
Gas naturale mediante steam reforming	Idrogeno compresso in una cella a combustibile	104,3	104,3
Elettrolisi completamente alimentata da energia rinnovabile non biologica	Idrogeno compresso in una cella a combustibile	9,1	9,1
Carbone	Idrogeno compresso in una cella a combustibile	234,4	234,4
Carbone con cattura e sequestro del carbonio delle emissioni di processo	Idrogeno compresso in una cella a combustibile	52,7	52,7
Rifiuti plastici provenienti da materie prime fossili	Benzina, diesel o gasolio	86	86

6. Elettricità

Per la comunicazione dei dati da parte dei fornitori dell'energia elettrica utilizzata dai veicoli e dai motocicli elettrici, gli Stati membri devono calcolare i valori standard medi nazionali del ciclo di vita conformemente alle norme internazionali applicabili.

In alternativa, gli Stati membri possono autorizzare i fornitori a determinare l'intensità dei gas a effetto serra (gCO_{2eq}/MJ) per elettricità sulla base dei dati comunicati dagli Stati membri a norma dei seguenti atti:

- regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁾;
- regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽²⁾; oppure
- regolamento delegato (UE) n. 666/2014 della Commissione ⁽³⁾.

⁽¹⁾ Regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008, relativo alle statistiche dell'energia (GU L 304 del 14.11.2008, pag. 1).

⁽²⁾ Regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 maggio 2013, relativo a un meccanismo di monitoraggio e comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra e di comunicazione di altre informazioni in materia di cambiamenti climatici a livello nazionale e dell'Unione europea e che abroga la decisione n. 280/2004/CE (GU L 165 del 18.6.2013, pag. 13).

⁽³⁾ Regolamento delegato (UE) n. 666/2014 della Commissione, del 12 marzo 2014, che stabilisce requisiti sostanziali per il sistema di inventario dell'Unione e tiene conto dei cambiamenti apportati ai potenziali di riscaldamento globale e alle linee guida sugli inventari concordate a livello internazionale a norma del regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 179 del 19.6.2014, pag. 26).

7. Denominazione commerciale delle materie prime

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Abu Dhabi	Al Bunduq	38,5	1,1
Abu Dhabi	Mubarraz	38,1	0,9
Abu Dhabi	Murban	40,5	0,8
Abu Dhabi	Zakum (Lower Zakum/Abu Dhabi Marine)	40,6	1
Abu Dhabi	Umm Shaif (Abu Dhabi Marine)	37,4	1,5
Abu Dhabi	Arzanah	44	0
Abu Dhabi	Abu Al Bu Khoosh	31,6	2
Abu Dhabi	Murban Bottoms	21,4	Non disponibile (in appresso, n. d.)
Abu Dhabi	Top Murban	21	n. d.
Abu Dhabi	Upper Zakum	34,4	1,7
Algeria	Arzew	44,3	0,1
Algeria	Hassi Messaoud	42,8	0,2
Algeria	Zarzaitine	43	0,1
Algeria	Algerian	44	0,1
Algeria	Skikda	44,3	0,1
Algeria	Saharan Blend	45,5	0,1
Algeria	Hassi Ramal	60	0,1
Algeria	Algerian Condensate	64,5	n. d.
Algeria	Algerian Mix	45,6	0,2
Algeria	Algerian Condensate (Arzew)	65,8	0
Algeria	Algerian Condensate (Bejaia)	65,0	0
Algeria	Top Algerian	24,6	n. d.
Angola	Cabinda	31,7	0,2
Angola	Takula	33,7	0,1
Angola	Soyo Blend	33,7	0,2
Angola	Mandji	29,5	1,3
Angola	Malongo (West)	26	n. d.
Angola	Cavala-1	42,3	n. d.

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Angola	Sulele (South-1)	38,7	n. d.
Angola	Palanca	40	0,14
Angola	Malongo (North)	30	n. d.
Angola	Malongo (South)	25	n. d.
Angola	Nemba	38,5	0
Angola	Girassol	31,3	n. d.
Angola	Kuito	20	n. d.
Angola	Hungo	28,8	n. d.
Angola	Kissinje	30,5	0,37
Angola	Dalia	23,6	1,48
Angola	Gimboa	23,7	0,65
Angola	Mondo	28,8	0,44
Angola	Plutonio	33,2	0,036
Angola	Saxi Batuque Blend	33,2	0,36
Angola	Xikomba	34,4	0,41
Arabia Saudita	Light (Pers. Gulf)	33,4	1,8
Arabia Saudita	Heavy (Pers. Gulf) (Safaniya)	27,9	2,8
Arabia Saudita	Medium (Pers. Gulf) (Khursaniyah)	30,8	2,4
Arabia Saudita	Extra Light (Pers. Gulf) (Berri)	37,8	1,1
Arabia Saudita	Light (Yanbu)	33,4	1,2
Arabia Saudita	Heavy (Yanbu)	27,9	2,8
Arabia Saudita	Medium (Yanbu)	30,8	2,4
Arabia Saudita	Berri (Yanbu)	37,8	1,1
Arabia Saudita	Medium (Zuluf/Marjan)	31,1	2,5
Argentina	Tierra del Fuego	42,4	n. d.
Argentina	Santa Cruz	26,9	n. d.
Argentina	Escalante	24	0,2
Argentina	Canadon Seco	27	0,2
Argentina	Hidra	51,7	0,05

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Argentina	Medanito	34,93	0,48
Armenia	Armenian Miscellaneous	n. d.	n. d.
Australia	Jabiru	42,3	0,03
Australia	Kooroopa (Jurassic)	42	n. d.
Australia	Talgeberry (Jurassic)	43	n. d.
Australia	Talgeberry (Up Cretaceous)	51	n. d.
Australia	Woodside Condensate	51,8	n. d.
Australia	Saladin-3 (Top Barrow)	49	n. d.
Australia	Harriet	38	n. d.
Australia	Skua-3 (Challis Field)	43	n. d.
Australia	Barrow Island	36,8	0,1
Australia	Northwest Shelf Condensate	53,1	0
Australia	Jackson Blend	41,9	0
Australia	Cooper Basin	45,2	0,02
Australia	Griffin	55	0,03
Australia	Buffalo Crude	53	n. d.
Australia	Cossack	48,2	0,04
Australia	Elang	56,2	n. d.
Australia	Enfield	21,7	0,13
Australia	Gippsland (Bass Strait)	45,4	0,1
Azerbaijan	Azeri Light	34,8	0,15
Bahrain	Bahrain Miscellaneous	n. d.	n. d.
Belize	Belize Light Crude	40	n. d.
Belize	Belize Miscellaneous	n. d.	n. d.
Benin	Seme	22,6	0,5
Benin	Benin Miscellaneous	n. d.	n. d.
Bielorussia	Belarus Miscellaneous	n. d.	n. d.
Bolivia	Bolivian Condensate	58,8	0,1
Brasile	Garoupa	30,5	0,1

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Brasile	Sergipano	25,1	0,4
Brasile	Campos Basin	20	n. d.
Brasile	Urucu (Upper Amazon)	42	n. d.
Brasile	Marlim	20	n. d.
Brasile	Brazil Polvo	19,6	1,14
Brasile	Roncador	28,3	0,58
Brasile	Roncador Heavy	18	n. d.
Brasile	Albacora East	19,8	0,52
Brunei	Seria Light	36,2	0,1
Brunei	Champion	24,4	0,1
Brunei	Champion Condensate	65	0,1
Brunei	Brunei LS Blend	32	0,1
Brunei	Brunei Condensate	65	n. d.
Brunei	Champion Export	23,9	0,12
Camerun	Kole Marine Blend	34,9	0,3
Camerun	Lokele	21,5	0,5
Camerun	Moudi Light	40	n. d.
Camerun	Moudi Heavy	21,3	n. d.
Camerun	Ebome	32,1	0,35
Camerun	Cameroon Miscellaneous	n. d.	n. d.
Canada	Peace River Light	41	n. d.
Canada	Peace River Medium	33	n. d.
Canada	Peace River Heavy	23	n. d.
Canada	Manyberries	36,5	n. d.
Canada	Rainbow Light and Medium	40,7	n. d.
Canada	Pembina	33	n. d.
Canada	Bells Hill Lake	32	n. d.
Canada	Fosterton Condensate	63	n. d.
Canada	Rangeland Condensate	67,3	n. d.

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Canada	Redwater	35	n. d.
Canada	Lloydminster	20,7	2,8
Canada	Wainwright- Kinsella	23,1	2,3
Canada	Bow River Heavy	26,7	2,4
Canada	Fosterton	21,4	3
Canada	Smiley-Coleville	22,5	2,2
Canada	Midale	29	2,4
Canada	Milk River Pipeline	36	1,4
Canada	Ipl-Mix Sweet	40	0,2
Canada	Ipl-Mix Sour	38	0,5
Canada	Ipl Condensate	55	0,3
Canada	Aurora Light	39,5	0,4
Canada	Aurora Condensate	65	0,3
Canada	Reagan Field	35	0,2
Canada	Synthetic Canada	30,3	1,7
Canada	Cold Lake	13,2	4,1
Canada	Cold Lake Blend	26,9	3
Canada	Canadian Federated	39,4	0,3
Canada	Chauvin	22	2,7
Canada	Gcos	23	n. d.
Canada	Gulf Alberta L & M	35,1	1
Canada	Light Sour Blend	35	1,2
Canada	Lloyd Blend	22	2,8
Canada	Peace River Condensate	54,9	n. d.
Canada	Sarnium Condensate	57,7	n. d.
Canada	Saskatchewan Light	32,9	n. d.
Canada	Sweet Mixed Blend	38	0,5
Canada	Syncrude	32	0,1
Canada	Rangeland — South L & M	39,5	0,5

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Canada	Northblend Nevis	34	n. d.
Canada	Canadian Common Condensate	55	n. d.
Canada	Canadian Common	39	0,3
Canada	Waterton Condensate	65,1	n. d.
Canada	Panuke Condensate	56	n. d.
Canada	Federated Light and Medium	39,7	2
Canada	Wabasca	23	n. d.
Canada	Hibernia	37,3	0,37
Canada	BC Light	40	n. d.
Canada	Boundary	39	n. d.
Canada	Albian Heavy	21	n. d.
Canada	Koch Alberta	34	n. d.
Canada	Terra Nova	32,3	n. d.
Canada	Echo Blend	20,6	3,15
Canada	Western Canadian Blend	19,8	3
Canada	Western Canadian Select	20,5	3,33
Canada	White Rose	31,0	0,31
Canada	Access	22	n. d.
Canada	Premium Albian Synthetic Heavy	20,9	n. d.
Canada	Albian Residuum Blend (ARB)	20,03	2,62
Canada	Christina Lake	20,5	3
Canada	CNRL	34	n. d.
Canada	Husky Synthetic Blend	31,91	0,11
Canada	Premium Albian Synthetic (PAS)	35,5	0,04
Canada	Seal Heavy(SH)	19,89	4,54
Canada	Suncor Synthetic A (OSA)	33,61	0,178
Canada	Suncor Synthetic H (OSH)	19,53	3,079
Canada	Peace Sour	33	n. d.
Canada	Western Canadian Resid	20,7	n. d.

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Canada	Christina Dilbit Blend	21,0	n. d.
Canada	Christina Lake Dilbit	38,08	3,80
Ciad	Doba Blend (Early Production)	24,8	0,14
Ciad	Doba Blend (Later Production)	20,8	0,17
Cile	Chile Miscellaneous	n. d.	n. d.
Cina	Taching (Daqing)	33	0,1
Cina	Shengli	24,2	1
Cina	Beibu	n. d.	n. d.
Cina	Chengbei	17	n. d.
Cina	Lufeng	34,4	n. d.
Cina	Xijiang	28	n. d.
Cina	Wei Zhou	39,9	n. d.
Cina	Liu Hua	21	n. d.
Cina	Boz Hong	17	0,282
Cina	Peng Lai	21,8	0,29
Cina	Xi Xiang	32,18	0,09
Colombia	Onto	35,3	0,5
Colombia	Putamayo	35	0,5
Colombia	Rio Zulia	40,4	0,3
Colombia	Orito	34,9	0,5
Colombia	Cano-Limon	30,8	0,5
Colombia	Lasmo	30	n. d.
Colombia	Cano Duya-1	28	n. d.
Colombia	Corocora-1	31,6	n. d.
Colombia	Suria Sur-1	32	n. d.
Colombia	Tunane-1	29	n. d.
Colombia	Casanare	23	n. d.
Colombia	Cusiana	44,4	0,2
Colombia	Vasconia	27,3	0,6

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Colombia	Castilla Blend	20,8	1,72
Colombia	Cupiaga	43,11	0,082
Colombia	South Blend	28,6	0,72
Congo (Brazzaville)	Emeraude	23,6	0,5
Congo (Brazzaville)	Djeno Blend	26,9	0,3
Congo (Brazzaville)	Viodo Marina-1	26,5	n. d.
Congo (Brazzaville)	Nkossa	47	0,03
Congo (Kinshasa)	Muanda	34	0,1
Congo (Kinshasa)	Congo/Zaire	31,7	0,1
Congo (Kinshasa)	Coco	30,4	0,15
Costa d'Avorio	Espoir	31,4	0,3
Costa d'Avorio	Lion Cote	41,1	0,101
Danimarca	Dan	30,4	0,3
Danimarca	Gorm	33,9	0,2
Danimarca	Danish North Sea	34,5	0,26
Dubai	Dubai (Fateh)	31,1	2
Dubai	Margham Light	50,3	0
Ecuador	Oriente	29,2	1
Ecuador	Quito	29,5	0,7
Ecuador	Santa Elena	35	0,1
Ecuador	Limoncoha-1	28	n. d.
Ecuador	Frontera-1	30,7	n. d.
Ecuador	Bogi-1	21,2	n. d.
Ecuador	Napo	19	2
Ecuador	Napo Light	19,3	n. d.
Egitto	Belayim	27,5	2,2
Egitto	El Morgan	29,4	1,7
Egitto	Rhas Gharib	24,3	3,3
Egitto	Gulf of Suez Mix	31,9	1,5

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Egitto	Geysum	19,5	n. d.
Egitto	East Gharib (J-1)	37,9	n. d.
Egitto	Mango-1	35,1	n. d.
Egitto	Rhas Budran	25	n. d.
Egitto	Zeit Bay	34,1	0,1
Egitto	East Zeit Mix	39	0,87
Filippine	Nido	26,5	n. d.
Filippine	Philippines Miscellaneous	n. d.	n. d.
Gabon	Gamba	31,8	0,1
Gabon	Mandji	30,5	1,1
Gabon	Lucina Marine	39,5	0,1
Gabon	Oguendjo	35	n. d.
Gabon	Rabi-Kouanga	34	0,6
Gabon	T'Catamba	44,3	0,21
Gabon	Rabi	33,4	0,06
Gabon	Rabi Blend	34	n. d.
Gabon	Rabi Light	37,7	0,15
Gabon	Etame Marin	36	n. d.
Gabon	Olende	17,6	1,54
Gabon	Gabonian Miscellaneous	n. d.	n. d.
Georgia	Georgian Miscellaneous	n. d.	n. d.
Ghana	Bonsu	32	0,1
Ghana	Salt Pond	37,4	0,1
Guatemala	Coban	27,7	n. d.
Guatemala	Rubelsanto	27	n. d.
Guinea equatoriale	Zafiro	30,3	n. d.
Guinea equatoriale	Alba Condensate	55	n. d.
Guinea equatoriale	Ceiba	30,1	0,42
India	Bombay High	39,4	0,2

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Indonesia	Minas (Sumatron Light)	34,5	0,1
Indonesia	Ardjuna	35,2	0,1
Indonesia	Attaka	42,3	0,1
Indonesia	Suri	18,4	0,2
Indonesia	Sanga Sanga	25,7	0,2
Indonesia	Sepinggan	37,9	0,9
Indonesia	Walio	34,1	0,7
Indonesia	Arimbi	31,8	0,2
Indonesia	Poleng	43,2	0,2
Indonesia	Handil	32,8	0,1
Indonesia	Jatibarang	29	0,1
Indonesia	Cinta	33,4	0,1
Indonesia	Bekapai	40	0,1
Indonesia	Katapa	52	0,1
Indonesia	Salawati	38	0,5
Indonesia	Duri (Sumatran Heavy)	21,1	0,2
Indonesia	Sembakung	37,5	0,1
Indonesia	Badak	41,3	0,1
Indonesia	Arun Condensate	54,5	n. d.
Indonesia	Udang	38	0,1
Indonesia	Klamono	18,7	1
Indonesia	Bunya	31,7	0,1
Indonesia	Pamusian	18,1	0,2
Indonesia	Kerindigan	21,6	0,3
Indonesia	Melahin	24,7	0,3
Indonesia	Bunyu	31,7	0,1
Indonesia	Camar	36,3	n. d.
Indonesia	Cinta Heavy	27	n. d.
Indonesia	Lalang	40,4	n. d.

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Indonesia	Kakap	46,6	n. d.
Indonesia	Sisi-1	40	n. d.
Indonesia	Giti-1	33,6	n. d.
Indonesia	Ayu-1	34,3	n. d.
Indonesia	Bima	22,5	n. d.
Indonesia	Padang Isle	34,7	n. d.
Indonesia	Intan	32,8	n. d.
Indonesia	Sepinggan — Yakin Mixed	31,7	0,1
Indonesia	Widuri	32	0,1
Indonesia	Belida	45,9	0
Indonesia	Senipah	51,9	0,03
Iran	Iranian Light	33,8	1,4
Iran	Iranian Heavy	31	1,7
Iran	Soroosh (Cyrus)	18,1	3,3
Iran	Dorrood (Darius)	33,6	2,4
Iran	Rostam	35,9	1,55
Iran	Salmon (Sassan)	33,9	1,9
Iran	Foroozan (Fereidoon)	31,3	2,5
Iran	Aboozar (Ardeshir)	26,9	2,5
Iran	Sirri	30,9	2,3
Iran	Bahrgansar/Nowruz (SIRIP Blend)	27,1	2,5
Iran	Bahr/Nowruz	25,0	2,5
Iran	Iranian Miscellaneous	n. d.	n. d.
Iraq	Basrah Light (Pers. Gulf)	33,7	2
Iraq	Kirkuk (Pers. Gulf)	35,1	1,9
Iraq	Mishrif (Pers. Gulf)	28	n. d.
Iraq	Bai Hasson (Pers. Gulf)	34,1	2,4
Iraq	Basrah Medium (Pers. Gulf)	31,1	2,6
Iraq	Basrah Heavy (Pers. Gulf)	24,7	3,5

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Iraq	Kirkuk Blend (Pers. Gulf)	35,1	2
Iraq	N. Rumalia (Pers. Gulf)	34,3	2
Iraq	Ras el Behar	33	n. d.
Iraq	Basrah Light (Red Sea)	33,7	2
Iraq	Kirkuk (Red Sea)	36,1	1,9
Iraq	Mishrif (Red Sea)	28	n. d.
Iraq	Bai Hasson (Red Sea)	34,1	2,4
Iraq	Basrah Medium (Red Sea)	31,1	2,6
Iraq	Basrah Heavy (Red Sea)	24,7	3,5
Iraq	Kirkuk Blend (Red Sea)	34	1,9
Iraq	N. Rumalia (Red Sea)	34,3	2
Iraq	Ratawi	23,5	4,1
Iraq	Basrah Light (Turkey)	33,7	2
Iraq	Kirkuk (Turkey)	36,1	1,9
Iraq	Mishrif (Turkey)	28	n. d.
Iraq	Bai Hasson (Turkey)	34,1	2,4
Iraq	Basrah Medium (Turkey)	31,1	2,6
Iraq	Basrah Heavy (Turkey)	24,7	3,5
Iraq	Kirkuk Blend (Turkey)	34	1,9
Iraq	N. Rumalia (Turkey)	34,3	2
Iraq	FAO Blend	27,7	3,6
Kazakhstan	Kumkol	42,5	0,07
Kazakhstan	CPC Blend	44,2	0,54
Kuwait	Mina al Ahmadi (Kuwait Export)	31,4	2,5
Kuwait	Magwa (Lower Jurassic)	38	n. d.
Kuwait	Burgan (Wafra)	23,3	3,4
Libia	Bu Attifel	43,6	0
Libia	Amna (high pour)	36,1	0,2
Libia	Brega	40,4	0,2

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Libia	Sirtica	43,3	0,43
Libia	Zueitina	41,3	0,3
Libia	Bunker Hunt	37,6	0,2
Libia	El Hofra	42,3	0,3
Libia	Dahra	41	0,4
Libia	Sarir	38,3	0,2
Libia	Zueitina Condensate	65	0,1
Libia	El Sharara	42,1	0,07
Malaysia	Miri Light	36,3	0,1
Malaysia	Tembungo	37,5	n. d.
Malaysia	Labuan Blend	33,2	0,1
Malaysia	Tapis	44,3	0,1
Malaysia	Tembungo	37,4	0
Malaysia	Bintulu	26,5	0,1
Malaysia	Bekok	49	n. d.
Malaysia	Pulai	42,6	n. d.
Malaysia	Dulang	39	0,037
Mauritania	Chinguetti	28,2	0,51
Messico	Isthmus	32,8	1,5
Messico	Maya	22	3,3
Messico	Olmeca	39	n. d.
Messico	Altamira	16	n. d.
Messico	Topped Isthmus	26,1	1,72
Nigeria	Forcados Blend	29,7	0,3
Nigeria	Escravos	36,2	0,1
Nigeria	Brass River	40,9	0,1
Nigeria	Qua Iboe	35,8	0,1
Nigeria	Bonny Medium	25,2	0,2
Nigeria	Pennington	36,6	0,1

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Nigeria	Bomu	33	0,2
Nigeria	Bonny Light	36,7	0,1
Nigeria	Brass Blend	40,9	0,1
Nigeria	Gilli Gilli	47,3	n. d.
Nigeria	Adanga	35,1	n. d.
Nigeria	Iyak-3	36	n. d.
Nigeria	Antan	35,2	n. d.
Nigeria	OSO	47	0,06
Nigeria	Ukpokiti	42,3	0,01
Nigeria	Yoho	39,6	n. d.
Nigeria	Okwori	36,9	n. d.
Nigeria	Bonga	28,1	n. d.
Nigeria	ERHA	31,7	0,21
Nigeria	Amenam Blend	39	0,09
Nigeria	Akpo	45,17	0,06
Nigeria	EA	38	n. d.
Nigeria	Agbami	47,2	0,044
Norvegia	Ekofisk	43,4	0,2
Norvegia	Tor	42	0,1
Norvegia	Statfjord	38,4	0,3
Norvegia	Heidrun	29	n. d.
Norvegia	Norwegian Forties	37,1	n. d.
Norvegia	Gullfaks	28,6	0,4
Norvegia	Oseberg	32,5	0,2
Norvegia	Norne	33,1	0,19
Norvegia	Troll	28,3	0,31
Norvegia	Draugen	39,6	n. d.
Norvegia	Sleipner Condensate	62	0,02
Oman	Oman Export	36,3	0,8
Paesi Bassi	Alba	19,59	n. d.

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Papua Nuova Guinea	Kutubu	44	0,04
Perù	Loreto	34	0,3
Perù	Talara	32,7	0,1
Perù	High Cold Test	37,5	n. d.
Perù	Bayovar	22,6	n. d.
Perù	Low Cold Test	34,3	n. d.
Perù	Carmen Central-5	20,7	n. d.
Perù	Shiviyacu-23	20,8	n. d.
Perù	Mayna	25,7	n. d.
Qatar	Dukhan	41,7	1,3
Qatar	Qatar Marine	35,3	1,6
Qatar	Qatar Land	41,4	n. d.
Ras Al Khaimah	Rak Condensate	54,1	n. d.
Ras Al Khaimah	Ras Al Khaimah Miscellaneous	n. d.	n. d.
Regno Unito	Auk	37,2	0,5
Regno Unito	Beatrice	38,7	0,05
Regno Unito	Brae	33,6	0,7
Regno Unito	Buchan	33,7	0,8
Regno Unito	Claymore	30,5	1,6
Regno Unito	S.V. (Brent)	36,7	0,3
Regno Unito	Tartan	41,7	0,6
Regno Unito	Tern	35	0,7
Regno Unito	Magnus	39,3	0,3
Regno Unito	Dunlin	34,9	0,4
Regno Unito	Fulmar	40	0,3
Regno Unito	Hutton	30,5	0,7
Regno Unito	N.W. Hutton	36,2	0,3
Regno Unito	Maureen	35,5	0,6
Regno Unito	Murchison	38,8	0,3

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Regno Unito	Ninian Blend	35,6	0,4
Regno Unito	Montrose	40,1	0,2
Regno Unito	Beryl	36,5	0,4
Regno Unito	Piper	35,6	0,9
Regno Unito	Forties	36,6	0,3
Regno Unito	Brent Blend	38	0,4
Regno Unito	Flotta	35,7	1,1
Regno Unito	Thistle	37	0,3
Regno Unito	S.V. (Ninian)	38	0,3
Regno Unito	Argyle	38,6	0,2
Regno Unito	Heather	33,8	0,7
Regno Unito	South Birch	38,6	n. d.
Regno Unito	Wytch Farm	41,5	n. d.
Regno Unito	Cormorant North	34,9	0,7
Regno Unito	Cormorant South (Cormorant «A»)	35,7	0,6
Regno Unito	Alba	19,2	n. d.
Regno Unito	Foinhaven	26,3	0,38
Regno Unito	Schiehallion	25,8	n. d.
Regno Unito	Captain	19,1	0,7
Regno Unito	Harding	20,7	0,59
Russia	Urals	31	2
Russia	Russian Export Blend	32,5	1,4
Russia	M100	17,6	2,02
Russia	M100 Heavy	16,67	2,09
Russia	Siberian Light	37,8	0,4
Russia	E4 (Gravenshon)	19,84	1,95
Russia	E4 Heavy	18	2,35
Russia	Purovsky Condensate	64,1	0,01
Russia	Sokol	39,7	0,18

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Sharjah	Mubarek Sharjah	37	0,6
Sharjah	Sharjah Condensate	49,7	0,1
Singapore	Rantau	50,5	0,1
Siria	Syrian Straight	15	n. d.
Siria	Thayyem	35	n. d.
Siria	Omar Blend	38	n. d.
Siria	Omar	36,5	0,1
Siria	Syrian Light	36	0,6
Siria	Souedie	24,9	3,8
Spagna	Amposta Marina North	37	n. d.
Spagna	Casablanca	34	n. d.
Spagna	El Dorado	26,6	n. d.
Stati Uniti, Alaska	ANS	n. d.	n. d.
Stati Uniti, Colorado	Niobrara	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Beta	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Carpinteria	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Dos Cuadras	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Hondo	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Hueneme	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Pescado	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Point Arguello	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Point Pedernales	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Sacate	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Santa Clara	n. d.	n. d.
Stati Uniti, margine della piattaforma continentale federale	Sockeye	n. d.	n. d.
Stati Uniti, New Mexico	Four Corners	n. d.	n. d.
Stati Uniti, North Dakota	Bakken	n. d.	n. d.
Stati Uniti, North Dakota	North Dakota Sweet	n. d.	n. d.
Stati Uniti, Texas	WTI	n. d.	n. d.

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Stati Uniti, Texas	Eagle Ford	n. d.	n. d.
Stati Uniti, Utah	Covenant	n. d.	n. d.
Tailandia	Erawan Condensate	54,1	n. d.
Tailandia	Sirikit	41	n. d.
Tailandia	Nang Nuan	30	n. d.
Tailandia	Bualuang	27	n. d.
Tailandia	Benchamas	42,4	0,12
Trinidad e Tobago	Galeota Mix	32,8	0,3
Trinidad e Tobago	Trintopec	24,8	n. d.
Trinidad e Tobago	Land/Trinmar	23,4	1,2
Trinidad e Tobago	Calypso Miscellaneous	30,84	0,59
Tunisia	Zarzaitine	41,9	0,1
Tunisia	Ashtart	29	1
Tunisia	El Borma	43,3	0,1
Tunisia	Ezzaouia-2	41,5	n. d.
Turchia	Turkish Miscellaneous	n. d.	n. d.
Ucraina	Ukraine Miscellaneous	n. d.	n. d.
Uzbekistan	Uzbekistan Miscellaneous	n. d.	n. d.
Venezuela	Jobo (Monagas)	12,6	2
Venezuela	Lama Lamar	36,7	1
Venezuela	Mariago	27	1,5
Venezuela	Ruiz	32,4	1,3
Venezuela	Tucipido	36	0,3
Venezuela	Venez Lot 17	36,3	0,9
Venezuela	Mara 16/18	16,5	3,5
Venezuela	Tia Juana Light	32,1	1,1
Venezuela	Tia Juana Med 26	24,8	1,6
Venezuela	Officina	35,1	0,7
Venezuela	Bachaquero	16,8	2,4

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Venezuela	Cento Lago	36,9	1,1
Venezuela	Lagunillas	17,8	2,2
Venezuela	La Rosa Medium	25,3	1,7
Venezuela	San Joaquin	42	0,2
Venezuela	Lagotreco	29,5	1,3
Venezuela	Lagocinco	36	1,1
Venezuela	Boscan	10,1	5,5
Venezuela	Leona	24,1	1,5
Venezuela	Barinas	26,2	1,8
Venezuela	Sylvestre	28,4	1
Venezuela	Mesa	29,2	1,2
Venezuela	Ceuta	31,8	1,2
Venezuela	Lago Medio	31,5	1,2
Venezuela	Tigre	24,5	n. d.
Venezuela	Anaco Wax	41,5	0,2
Venezuela	Santa Rosa	49	0,1
Venezuela	Bombai	19,6	1,6
Venezuela	Aguasay	41,1	0,3
Venezuela	Anaco	43,4	0,1
Venezuela	BCF-Bach/Lag17	16,8	2,4
Venezuela	BCF-Bach/Lag21	20,4	2,1
Venezuela	BCF-21,9	21,9	n. d.
Venezuela	BCF-24	23,5	1,9
Venezuela	BCF-31	31	1,2
Venezuela	BCF Blend	34	1
Venezuela	Bolival Coast	23,5	1,8
Venezuela	Ceuta/Bach 18	18,5	2,3
Venezuela	Corridor Block	26,9	1,6
Venezuela	Cretaceous	42	0,4

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Venezuela	Guanipa	30	0,7
Venezuela	Lago Mix Med.	23,4	1,9
Venezuela	Larosa/Lagun	23,8	1,8
Venezuela	Menemoto	19,3	2,2
Venezuela	Cabimas	20,8	1,8
Venezuela	BCF-23	23	1,9
Venezuela	Oficina/Mesa	32,2	0,9
Venezuela	Pilon	13,8	2
Venezuela	Recon (Venez)	34	n. d.
Venezuela	102 Tj (25)	25	1,6
Venezuela	Tjl Cretaceous	39	0,6
Venezuela	Tia Juana Pesado (Heavy)	12,1	2,7
Venezuela	Mesa-Recon	28,4	1,3
Venezuela	Oritupano	19	2
Venezuela	Hombre Pintado	29,7	0,3
Venezuela	Merey	17,4	2,2
Venezuela	Lago Light	41,2	0,4
Venezuela	Laguna	11,2	0,3
Venezuela	Bach/Ceuta Mix	24	1,2
Venezuela	Bachaquero 13	13	2,7
Venezuela	Ceuta — 28	28	1,6
Venezuela	Temblador	23,1	0,8
Venezuela	Lagomar	32	1,2
Venezuela	Taparito	17	n. d.
Venezuela	BCF-Heavy	16,7	n. d.
Venezuela	BCF-Medium	22	n. d.
Venezuela	Caripito Blend	17,8	n. d.
Venezuela	Laguna/Ceuta Mix	18,1	n. d.
Venezuela	Morichal	10,6	n. d.

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Venezuela	Pedenales	20,1	n. d.
Venezuela	Quiriquire	16,3	n. d.
Venezuela	Tucupita	17	n. d.
Venezuela	Furrial-2 (E. Venezuela)	27	n. d.
Venezuela	Curacao Blend	18	n. d.
Venezuela	Santa Barbara	36,5	n. d.
Venezuela	Cerro Negro	15	n. d.
Venezuela	BCF22	21,1	2,11
Venezuela	Hamaca	26	1,55
Venezuela	Zuata 10	15	n. d.
Venezuela	Zuata 20	25	n. d.
Venezuela	Zuata 30	35	n. d.
Venezuela	Monogas	15,9	3,3
Venezuela	Corocoro	24	n. d.
Venezuela	Petrozuata	19,5	2,69
Venezuela	Morichal 16	16	n. d.
Venezuela	Guafita	28,6	0,73
Vietnam	Bach Ho (White Tiger)	38,6	0
Vietnam	Dai Hung (Big Bear)	36,9	0,1
Vietnam	Rang Dong	37,7	0,5
Vietnam	Ruby	35,6	0,08
Vietnam	Su Tu Den (Black Lion)	36,8	0,05
Yemen	North Yemeni Blend	40,5	n. d.
Yemen	Alif	40,4	0,1
Yemen	Maarib Lt.	49	0,2
Yemen	Masila Blend	30-31	0,6
Yemen	Shabwa Blend	34,6	0,6
Zona neutrale	Eocene (Wafra)	18,6	4,6
Zona neutrale	Hout	32,8	1,9

Paese	Denominazione commerciale delle materie prime	API	Zolfo (% in massa)
Zona neutrale	Khafji	28,5	2,9
Zona neutrale	Burgan (Wafra)	23,3	3,4
Zona neutrale	Ratawi	23,5	4,1
Zona neutrale	Neutral Zone Mix	23,1	n. d.
Zona neutrale	Khafji Blend	23,4	3,8
Altro	Scisti bituminosi	n. d.	n. d.
Altro	Olio di scisto	n. d.	n. d.
Altro	Gas naturale: attinto alla fonte	n. d.	n. d.
Altro	Gas naturale: ottenuto da gas naturale liquido	n. d.	n. d.
Altro	Gas di scisto: attinto alla fonte	n. d.	n. d.
Altro	Carbone	n. d.	n. d.

ALLEGATO II

CALCOLO DEL VALORE DI RIFERIMENTO PER I CARBURANTI DEI COMBUSTIBILI FOSSILI

Metodo di calcolo

- a) Il valore di riferimento per i carburanti è calcolato sulla base del consumo medio di combustibili fossili nell'Unione per benzina, diesel, gasolio, GPL e gas naturale compresso, secondo la seguente formula:

$$\text{Valore di riferimento per i carburanti} = \frac{\sum_x (\text{GHGi}_x \times \text{MJ}_x)}{\sum_x \text{MJ}_x}$$

dove s'intende con:

«x», i diversi combustibili e le diverse energie oggetto della presente direttiva e definiti nella tabella sottostante;

«GHGi_x», l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra della fornitura annua commercializzata del combustibile x o dell'energia oggetto della presente direttiva ed espressa in gCO_{2eq}/MJ. Si utilizzano i valori relativi ai combustibili fossili riportati nell'allegato I, parte 2, punto 5;

«MJ_x», l'energia totale fornita e convertita a partire dai volumi comunicati di combustibile «x», espressa in megajoule.

- b) Dati sul consumo

Ai fini del calcolo si utilizzano i seguenti dati sul consumo:

Combustibile	Consumo energetico (MJ)	Fonte
Diesel	7 894 969 × 10 ⁶	Comunicazione 2010 degli Stati membri nel quadro della UNFCCC
Gasolio non stradale	240 763 × 10 ⁶	
Benzina	3 844 356 × 10 ⁶	
GPL	217 563 × 10 ⁶	
Gas naturale compresso	51 037 × 10 ⁶	

Intensità delle emissioni di gas a effetto serra

Il valore di riferimento per i carburanti per il 2010 è pari a 94,1 gCO_{2eq}/MJ

ALLEGATO III

COMUNICAZIONE DEGLI STATI MEMBRI ALLA COMMISSIONE

1. Entro il 31 dicembre di ogni anno gli Stati membri devono comunicare i dati di cui al punto 3. Tali dati devono essere comunicati per tutti i combustibili e l'energia immessi sul mercato in ciascuno Stato membro. Se vari biocarburanti sono miscelati con combustibili fossili occorre fornire i dati per ciascun biocarburante.
 2. I dati di cui al punto 3 devono essere comunicati separatamente per i combustibili o l'energia immessi sul mercato dai fornitori in un dato Stato membro (compresi i fornitori congiunti che operano in un solo Stato membro).
 3. Per ogni combustibile ed energia, gli Stati membri devono comunicare alla Commissione i seguenti dati aggregati conformemente al punto 2 e secondo le definizioni di cui all'allegato I:
 - a) tipo di combustibile o energia;
 - b) volume o quantità di elettricità;
 - c) intensità delle emissioni di gas a effetto serra;
 - d) UER;
 - e) origine;
 - f) luogo di acquisto.
-

Combustibili — Fornitori congiunti

Voce	Comuni- cazione congiunta (SÌ/NO)	Paese	Fornitore ¹	Tipo di combusti- bile ⁷	Codice CN combusti- bile ⁷	Quantità ²		Intensità media GHG	Riduzione emissioni a monte ³	Riduzioni sulla media 2010	
						in litri	in energia				
I	SÌ										
	SÌ										
	Totale parziale										
		Codice CN	Intensità GHG ⁴	Materia prima	Codice CN	Intensità GHG ⁴	Sosteni- bile (SÌ/ NO)				
	Componente F.1 (componente combustibile fossile)			Componente B.1 (componente biocarburante)							
	Componente F.n (componente combustibile fossile)			Componente B.m (componente biocarburante)							
X	SÌ										
	SÌ										
	Totale parziale										
		Codice CN ²	Intensità GHG ⁴	Materia prima	Codice CN ²	Intensità GHG ⁴	Sosteni- bile (SÌ/ NO)				
	Componente F.1 (componente combustibile fossile)			Componente B.1 (componente biocarburante)							
	Componente F.n (componente combustibile fossile)			Componente B.m (componente biocarburante)							

Energia elettrica

Comunicazione congiunta (SÌ/NO)	Paese	Fornitore ¹	Tipo di energia ⁷	Quantità ⁶	Intensità GHG	Riduzioni sulla media 2010
				in energia		
NO						

Luogo d'acquisto⁹

Voce	Componente	Nome raffineria/impianto di trattamento	Paese	Nome raffineria/impianto di trattamento	Paese	Nome raffineria/impianto di trattamento	Paese	Nome raffineria/impianto di trattamento	Paese	Nome raffineria/impianto di trattamento	Paese	Nome raffineria/impianto di trattamento	Paese
1	F.1												
1	F.n												
1	B.1												
1	B.m												
k	F.1												
k	F.n												
k	B.1												
k	B.m												
l	F.1												
l	F.n												
l	B.1												
l	B.m												
X	F.1												
X	F.n												
X	B.1												
X	B.m												

Energia totale comunicata e riduzioni totali realizzate per Stato membro

Volume (in energia) ¹⁰	Intensità GHG	Riduzioni sulla media 2010

Note per la compilazione

Il modello per la comunicazione delle informazioni da parte dei fornitori è identico al modello per la comunicazione da parte degli Stati membri.

Le caselle a sfondo grigio non devono essere compilate.

1. Per l'identificazione del fornitore si veda l'allegato I, parte 1, punto 3, lettera a).
2. Per determinare la quantità di combustibile si veda l'allegato I, parte 1, punto 3, lettera c).
3. Per determinare la gravità API (American Petroleum Institute) si utilizzi il metodo di prova ASTM D287.
4. Per determinare l'intensità di gas a effetto serra si veda l'allegato I, parte 1, punto 3, lettera e).

5. Per determinare la UER si veda l'allegato I, parte 1, punto 3, lettera d); per le modalità di comunicazione si veda l'allegato I, parte 2, punto 1.
 6. Per determinare la quantità di elettricità si veda l'allegato I, parte 2, punto 6.
 7. Per i tipi di combustibili e i corrispondenti codici NC si veda l'allegato I, parte 1, punto 3, lettera b).
 8. Per stabilire l'origine si veda l'allegato I, parte 2, punti 2 e 4.
 9. Per stabilire il luogo d'acquisto si veda l'allegato I, parte 2, punti 3 e 4.
 10. Quantitativo totale di energia (combustibile ed energia elettrica) consumato.
-