

DECISIONI

DECISIONE DI ESECUZIONE DELLA COMMISSIONE

del 10 febbraio 2012

recante norme concernenti i piani nazionali transitori di cui alla direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali

[notificata con il numero C(2012) 612]

(Testo rilevante ai fini del SEE)

(2012/115/UE)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

Articolo 1

Impianti di combustione da includere nei piani nazionali transitori

vista la direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento) ⁽¹⁾, in particolare l'articolo 41, lettera b),

In conformità delle modalità che figurano nella parte 1 dell'allegato della presente decisione, il piano nazionale transitorio comprende unicamente gli impianti di combustione interi disciplinati dal capo III della direttiva 2010/75/UE, tenendo conto delle disposizioni dell'articolo 32, paragrafo 1, e delle norme di aggregazione di cui all'articolo 29 della medesima direttiva.

considerando quanto segue:

Articolo 2

Contenuto dei piani nazionali transitori

(1) L'articolo 32 della direttiva 2010/75/UE prevede che gli Stati membri, nel periodo dal 1° gennaio 2016 al 30 giugno 2020, possano elaborare ed attuare un piano nazionale transitorio relativo a determinati impianti di combustione, che contempli le emissioni di uno o più dei seguenti inquinanti: ossidi di azoto, anidride solforosa e polveri. Per le turbine a gas il piano deve contemplare solo le emissioni di ossido di azoto.

1. Ciascun piano nazionale transitorio contiene le seguenti informazioni in conformità della parte 2 dell'allegato della presente decisione:

(2) Gli impianti di combustione che rientrano nel piano nazionale transitorio possono essere esentati dall'obbligo di rispettare, per gli inquinanti soggetti al piano, i valori limite di emissione di cui all'articolo 30, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE, oppure, se del caso, i gradi di desolforazione di cui all'articolo 31.

a) un elenco di tutti gli impianti di combustione che rientrano nel piano, con tutte le informazioni utili sulle caratteristiche operative;

(3) Per garantire un'attuazione uniforme dell'articolo 32 della direttiva 2010/75/UE, occorre adottare disposizioni di esecuzione.

b) il contributo calcolato di ciascun impianto di combustione ai massimali di emissione per il 2016 e il 2019;

(4) Le misure di cui alla presente decisione sono conformi al parere del comitato istituito a norma dell'articolo 75, paragrafo 1, della direttiva 2010/75/CE,

c) una tabella indicante i massimali di emissione per ciascuno degli inquinanti contemplati dal piano per gli anni 2016, 2017, 2018, 2019 e per il primo semestre del 2020;

d) il calcolo dettagliato dei suddetti massimali di emissione.

Il piano nazionale transitorio contiene inoltre le seguenti informazioni:

a) descrizione delle modalità mediante cui l'attuazione del piano è monitorata e comunicata alla Commissione;

⁽¹⁾ GU L 334 del 17.12.2010, pag. 17.

b) elenco delle misure da attuare per garantire che tutti gli impianti di combustione ricompresi nel piano rispettino, entro il 1° luglio 2020, i valori limite di emissione applicabili stabiliti nell'allegato V della direttiva 2010/75/UE.

2. Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera a), gli Stati membri utilizzano il modello che figura nell'appendice A, tabella A.1, dell'allegato della presente decisione.

Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera c), gli Stati membri utilizzano il modello che figura nell'appendice B, tabella B.3, dell'allegato della presente decisione.

Articolo 3

Fissazione dei massimali di emissione nei piani nazionali transitori

1. Ai fini dell'articolo 32, paragrafo 3, della direttiva 2010/75/UE, i massimali di emissione sono calcolati in base ai metodi indicati nella sezione 3 dell'allegato della presente decisione.

2. Gli Stati membri utilizzano il modello che figura nell'appendice B, tabella B.1, dell'allegato della presente decisione per presentare i valori limite di emissione e i gradi minimi di desolfurazione pertinenti, il contributo calcolato di ciascun impianto di combustione ai massimali di emissione per il 2016 e la somma dei massimali di emissione per il 2016.

Nei seguenti casi gli Stati membri riportano, nella colonna «Osservazioni» del modello, informazioni supplementari sui valori limite di emissione applicati per il calcolo:

- a) qualora siano stati applicati valori limite di emissione riportati in nota alle tabelle C.1 e C.2, nell'appendice C dell'allegato della presente decisione;
- b) qualora gli impianti siano alimentati con vari tipi di combustibili o consistano in un insieme di vari tipi di impianti.

3. Gli Stati membri utilizzano il modello che figura nell'appendice B, tabella B.2, dell'allegato della presente decisione, per presentare i valori limite di emissione e i gradi minimi di desolfurazione pertinenti, il contributo calcolato di ciascun impianto di combustione ai massimali di emissione per il 2019 e la somma dei massimali di emissione per il 2019.

Nei seguenti casi gli Stati membri riportano, nella colonna «Osservazioni» del modello, informazioni supplementari sui valori limite di emissione utilizzati per il calcolo:

- a) qualora siano stati applicati valori limite di emissione riportati in nota alle tabelle D.1 e D.2, nell'appendice D dell'allegato della presente decisione;
- b) qualora gli impianti siano alimentati con vari tipi di combustibili o consistano in un insieme di vari tipi di impianti.

Articolo 4

Attuazione del piano nazionale transitorio

In conformità dell'articolo 32, paragrafo 5, secondo e terzo comma, della direttiva 2010/75/UE, uno Stato membro può attuare il proprio piano nazionale transitorio soltanto dopo che è stato approvato dalla Commissione.

Articolo 5

Modifiche successive al piano nazionale transitorio

1. Gli Stati membri istituiscono un meccanismo che consenta di individuare le eventuali modifiche apportate agli impianti di combustione contemplati dal piano nazionale transitorio che possono incidere sui massimali di emissione applicabili.

2. Ai fini dell'articolo 32, paragrafo 6, della direttiva 2010/75/UE, gli Stati membri comunicano alla Commissione le eventuali modifiche successive apportate al piano che incidono sui massimali di emissione applicabili, in conformità della parte 4 dell'allegato della presente decisione.

Articolo 6

Controllo della conformità, provvedimenti correttivi e comunicazione alla Commissione

1. Ai fini dell'articolo 32, paragrafo 4, della direttiva 2010/75/UE, le autorità competenti monitorano le emissioni di ossido di azoto, anidride solforosa e polveri di ciascun impianto di combustione contemplato nel piano nazionale transitorio, verificando i dati relativi al monitoraggio o i calcoli presentati dai gestori degli impianti di combustione.

2. Gli Stati membri garantiscono che le emissioni di ossidi di azoto, anidride solforosa e polveri prodotte dagli impianti di combustione contemplati nel piano nazionale transitorio siano limitate a un livello tale da consentire il rispetto dei massimali di emissione. Laddove sussista il rischio di inosservanza dei massimali di emissione, gli Stati membri adottano i provvedimenti necessari per evitare che le emissioni superino tali massimali.

3. Gli Stati membri che attuano un piano nazionale transitorio comunicano alla Commissione ogni anno, entro un termine di dodici mesi, i dati impianto per impianto elencati all'articolo 72, paragrafo 3, della direttiva 2010/75/UE, per tutti gli impianti di combustione contemplati nel piano.

Articolo 7

Gli Stati membri sono destinatari della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 10 febbraio 2012

Per la Commissione

Janez POTOČNIK

Membro della Commissione

ALLEGATO

1. Impianti di combustione da includere nel piano nazionale transitorio

Non rientrano nel piano nazionale transitorio le parti di impianti di combustione (ad esempio, una o più unità singole di combustione che hanno un camino in comune con altre unità o che sono installate secondo quanto indicato nell'articolo 29, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE)⁽¹⁾.

Ai fini dell'articolo 32, paragrafo 1, secondo comma, lettera b), della direttiva 2010/75/UE, tra gli impianti di combustione contemplati da detta disposizione rientrano anche gli impianti che non sono gestiti da un gestore di raffineria, ma sono situati all'interno della raffineria e sono alimentati con i combustibili di cui alla medesima disposizione.

Non rientrano nel piano nazionale transitorio gli impianti di combustione che in qualsiasi momento dell'applicazione del piano saranno disciplinati dalle disposizioni del capo IV della direttiva 2010/75/UE riguardanti gli impianti di incenerimento e di coincenerimento dei rifiuti.

2. Dati relativi agli impianti di combustione da includere nel piano nazionale transitorio

Il piano nazionale transitorio include un elenco di tutti gli impianti di combustione da esso contemplati e tutti i dati riguardanti tali impianti che sono stati utilizzati per calcolare i massimali di emissione.

I dati impianto per impianto da riportare nel piano riguardano la potenza termica nominale totale, i combustibili utilizzati e le caratteristiche operative di ciascun impianto di combustione nel periodo di attuazione del piano nazionale transitorio.

Di seguito si indicano i dati minimi da includere nel piano nazionale transitorio per ciascun impianto di combustione da esso contemplato:

- 1) nome e ubicazione dell'impianto di combustione⁽²⁾;
- 2) data di rilascio della prima autorizzazione per l'impianto di combustione;
- 3) data di presentazione della domanda di prima autorizzazione dell'impianto di combustione, insieme alla data della prima messa in funzione dell'impianto di combustione.

Nota: è necessario fornire queste informazioni unicamente se l'impianto di combustione ha ottenuto la prima autorizzazione dopo il 27 novembre 2002, ma è stato messo in funzione al più tardi il 27 novembre 2003;

- 4) ogni aumento di almeno 50 MW della potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione, effettuato tra il 27 novembre 2002 e il 31 dicembre 2010 (con indicazione della capacità aggiunta in MW)⁽³⁾;
- 5) potenza termica nominale totale (MW) di ciascun impianto di combustione al 31 dicembre 2010;
- 6) numero annuo di ore operative⁽⁴⁾ di ciascun impianto di combustione, espresso come media del periodo 2001-2010.

Nota: è necessario fornire questa informazione solo nel caso in cui per calcolare il contributo dell'impianto di combustione ai massimali di emissione sono utilizzati determinati valori limite di emissione degli impianti di combustione che funzionano meno di 1 500 ore all'anno;

- 7) (eventuali) inquinanti per i quali l'impianto di combustione interessato non è contemplato nel piano nazionale transitorio⁽⁵⁾;

⁽¹⁾ Lo stesso vale per gli articoli 33, 34 e 35 della direttiva 2010/75/UE. Ne consegue che una parte di un impianto di combustione non può essere disciplinata dalle disposizioni di detti articoli, se un'altra parte, o altre parti, dello stesso impianto rientrano nel piano nazionale transitorio.

⁽²⁾ Così come figurano negli inventari delle emissioni compilato a norma della direttiva 2001/80/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2001, concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione (GU L 309 del 27.11.2001, pag. 1).

⁽³⁾ Questo dato è necessario per determinare i valori limite di emissione pertinenti al 1° gennaio 2016, come previsto dall'articolo 10 della direttiva 2001/80/CE.

⁽⁴⁾ Con il termine «ore operative» s'intende il tempo, espresso in ore, durante cui un impianto di combustione, in tutto o in parte, è in funzione e scarica emissioni nell'atmosfera, esclusi i periodi di avvio e di arresto.

⁽⁵⁾ Ad esempio, le turbine a gas possono essere contemplate dal piano nazionale transitorio solo in termini di emissioni di NO_x. Altri impianti possono essere contemplati dal piano nazionale transitorio per alcuni inquinanti ed essere soggetti ai valori limite di emissione di cui all'allegato V della direttiva 2010/75/UE per altri inquinanti.

8) quantità di combustibile utilizzato (TJ/anno), espressa come media del periodo 2001-2010, ripartita in base a 6 tipi di combustibili: carbon fossile, lignite, biomassa, altri combustibili solidi, combustibili liquidi, combustibili gassosi ⁽¹⁾;

9) portata media annua degli scarichi gassosi (Nm³/anno), espressa come media del periodo 2001-2010 ⁽²⁾.

Nota 1: nel caso di impianti di combustione alimentati con vari tipi di combustibili e/o costituiti da vari tipi di impianti, occorre indicare la portata degli scarichi gassosi separatamente per ciascun tipo di combustibile e/o tipo di impianto di combustione ⁽³⁾.

Nota 2: se la portata degli scarichi gassosi è calcolata in base alla quantità di combustibile utilizzato (e non in base agli scarichi gassosi effettivamente monitorati), occorre comunicare il fattore (o i fattori, nel caso di multicomcombustibili o multipianti) utilizzato per il calcolo (Nm³/G);

10) quantità di zolfo utilizzata tramite combustibili solidi indigeni ⁽⁴⁾ (tonnellate S/anno), espressa come media del periodo 2001-2010.

Nota: è necessario fornire questo dato solo se l'impianto di combustione è alimentato con combustibili solidi indigeni e se per calcolare il contributo dell'impianto di combustione ai massimali di emissione per l'anidride solforosa è utilizzato il grado minimo di desolforazione (per il 2016 e/o il 2019).

Qualora gli impianti di combustione contemplati dal piano nazionale transitorio siano turbine a gas o motori a gas, ciò deve essere esplicitamente indicato nel piano nazionale transitorio.

3. Come determinare i massimali di emissione

3.1. Metodo di calcolo del contributo di ogni singolo impianto di combustione ai massimali di emissione per il 2016 e il 2019

3.1.1. Caso generale

Per determinare i massimali di emissione applicabili a un inquinante per gli anni 2016 e 2019, si calcola il contributo di ciascun impianto di combustione espresso in tonnellate annue (tpa), applicando la seguente equazione:

$$\text{Contributo al massimale (tpa)} = \text{portata degli scarichi gassosi (Nm}^3\text{pa)} \times \text{VLE (mg/Nm}^3\text{)} \times 1,0 \times 10^{-9}$$

dove s'intende per:

— «portata degli scarichi gassosi», la portata volumetrica di scarichi gassosi espressa in metri cubi annui (Nm³pa), calcolata come media del periodo 2001-2010. È espressa in condizioni standard di temperatura (273 K) e di pressione (101,3 kPa), al pertinente tenore di ossigeno di riferimento (ossia, lo stesso utilizzato per il valore limite di emissione — VLE), previa detrazione del tenore di vapore acqueo,

— «VLE», il valore limite di emissione pertinente per l'inquinante, espresso in mg/Nm³, considerando un tenore di ossigeno per volume del 6 % dello scarico gassoso per i combustibili solidi, del 3 % per i combustibili liquidi e gassosi (per gli impianti di combustione diversi dalle turbine a gas o dai motori a gas) e del 15 % per le turbine a gas e i motori a gas.

La spiegazione dettagliata di come determinare i valori limite di emissione per il calcolo dei massimali di emissione relativi agli anni 2016 e 2019 figura ai punti 3.2 e 3.3.

3.1.2. Caso specifico di impianti alimentati con vari tipi di combustibili e/o costituiti da vari tipi di impianti

L'equazione riportata nel punto 3.1.1 non può essere utilizzata per gli impianti di combustione alimentati con vari tipi di combustibili nel periodo 2001-2010 (contemporaneamente o meno) o costituiti da vari tipi di impianti.

⁽¹⁾ Per gli impianti di combustione che, in qualsiasi momento nel periodo 2001-2010, hanno coincenerito rifiuti [diversi dai rifiuti che costituiscono la «biomassa» secondo la definizione contenuta nell'articolo 3, paragrafo 31, lettera b), della direttiva 2010/75/UE ed erano quindi disciplinati dalla direttiva 2000/76/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 dicembre 2000, sull'incenerimento dei rifiuti (GU L 332 del 28.12.2000, pag. 91)], la quantità di rifiuti bruciati nel suddetto periodo non è qui contemplata.

⁽²⁾ Cfr. punto 3.1.1 del presente allegato riguardante le condizioni di riferimento applicabili.

⁽³⁾ Cfr. punto 3.1.2 del presente allegato.

⁽⁴⁾ Con il termine «combustibile solido indigeno» s'intende un combustibile solido presente in natura impiegato per alimentare un impianto di combustione specificamente concepito per tale combustibile ed estratto a livello locale.

Tali impianti di combustione richiedono l'applicazione di valori limite di emissione diversi e/o condizioni di riferimento diverse per il calcolo del loro contributo ai massimali di emissione. Si applica quindi il seguente metodo.

$$\text{Contributo al massimale (tpa)} = \Sigma [\text{Portata degli scarichi gassosi (Nm}^3\text{pa)} \times \text{VLE (mg/Nm}^3\text{)} \times 1,0 \times 10^{-9}]$$

Questa equazione implica che, per ciascun tipo di combustibile utilizzato nel periodo 2001-2010, la media annua del volume di scarichi gassosi (Nm³ annui) è moltiplicata per il valore limite di emissione pertinente (che corrisponde alla potenza termica nominale totale dell'intero impianto di combustione). Si sommano poi i prodotti di queste moltiplicazioni per tutti i tipi di combustibili utilizzati.

Occorre prestare attenzione a che, per ciascun tipo di combustibile, il volume degli scarichi gassosi e il valore limite di emissione moltiplicati tra loro siano espressi allo stesso tenore di ossigeno di riferimento.

Lo stesso metodo si applica nei casi in cui, nel periodo 2001-2010, tenuto conto dell'articolo 29, paragrafi 1 e 2, della direttiva 2010/75/UE, un impianto di combustione unico era costituito da un insieme di vari tipi di impianti, come ad esempio:

- una o più turbine a gas combinate con uno o più altri tipi di impianti di combustione,
- uno o più motori a gas combinati con uno o più altri tipi di impianti di combustione.

3.1.3. Grado minimo di desolforazione (MDR)

L'equazione di cui al punto 3.1.1 non può essere utilizzata per gli impianti di combustione alimentati con combustibile solido indigeno ⁽¹⁾, i quali, a causa delle caratteristiche di questo combustibile, non possono rispettare i valori limite di emissione pertinenti stabiliti per l'anidride solforosa nella direttiva 2010/75/UE.

Per tali impianti il calcolo del contributo al massimale di emissione relativo all'anidride solforosa può basarsi, invece che sui valori limite di emissione per l'anidride solforosa, sull'applicazione dei gradi minimi di desolforazione pertinenti ⁽²⁾.

In tal caso, il contributo dell'impianto di combustione ai massimali di emissione di anidride solforosa espresso in tonnellate annue (tpa) è calcolato applicando la seguente equazione:

$$\text{Contributo al massimale di SO}_2 \text{ (tpa)} = \text{input di zolfo (tpa)} \times (1 - (\text{MDR}/100)) \times 2$$

dove s'intende per:

- «input di zolfo», la quantità annuale di zolfo (S) contenuta in un combustibile solido indigeno che è stato utilizzato nell'impianto di combustione, espressa in tonnellate annue (tpa) come media nel periodo 2001-2010;
- «MDR», il grado minimo di desolforazione pertinente, espresso in percentuale.

La spiegazione dettagliata di come determinare il grado minimo di desolforazione pertinente per il calcolo dei massimali di emissione relativi agli anni 2016 e 2019 figurano nei punti 3.2 e 3.3.

3.2. Valori limite di emissione e gradi minimi di desolforazione pertinenti per il calcolo dei massimali di emissione relativi al 2016

L'articolo 32, paragrafo 3, della direttiva 2010/75/UE, dispone che il massimale di emissione per l'anno 2016 sia calcolato in base ai valori limite di emissione pertinenti di cui agli allegati da III a VII della direttiva 2001/80/CE), oppure, se del caso, in base al grado minimo di desolforazione di cui all'allegato III della stessa. Il calcolo dei massimali di emissione per il 2016 si basa pertanto sui valori limite di emissione e sugli MDR pertinenti che saranno di applicazione il 1° gennaio 2016 all'impianto di combustione interessato, a norma della direttiva 2001/80/CE, tenuto conto delle seguenti disposizioni ⁽³⁾.

⁽¹⁾ Ciò vale per gli impianti di combustione alimentati con combustibile solido indigeno nel periodo 2001-2010.

⁽²⁾ Per «grado di desolforazione» s'intende il rapporto per un determinato periodo di tempo tra la quantità di zolfo non rilasciata nell'atmosfera da un impianto di combustione e la quantità di zolfo contenuta nel combustibile solido introdotto nei dispositivi dell'impianto di combustione e utilizzata nell'impianto per lo stesso periodo di tempo.

⁽³⁾ Il fatto che un impianto sia incluso in un piano nazionale di riduzione delle emissioni, a titolo dell'articolo 4, paragrafo 6, della direttiva 2001/80/CE, non incide sui valori limite di emissione pertinenti per il calcolo dei massimali di emissione.

I valori limite di emissione e gli MDR sono determinati in base alla potenza termica nominale totale dell'intero impianto di combustione al 31 dicembre 2010, al/i tipo/i di combustibile utilizzato/i e al numero annuo di ore operative espresse come media nel periodo 2001-2010. Qualora un impianto di combustione sia ampliato di almeno 50MW nel periodo compreso tra il 27 novembre 2002 e il 31 dicembre 2010, si applicano le norme per il calcolo dei valori limite di emissione pertinenti di cui all'articolo 10 della direttiva 2001/80/CE.

Per quanto concerne tutte le turbine a gas incluse nel piano nazionale transitorio, il valore limite di emissione pertinente per gli ossidi di azoto è quello che figura nell'allegato VI, parte B, della direttiva 2001/80/CE, fatto salvo l'articolo 2, paragrafo 7, lettera j), della medesima.

Poiché la direttiva 2001/80/CE non stabilisce alcun valore limite di emissione per i motori a gas, il valore limite di emissione pertinente per gli ossidi di azoto è quello stabilito nell'allegato V, parte 1, della direttiva 2010/75/UE.

Per gli impianti di combustione che hanno utilizzato diversi tipi di combustibili nel periodo 2001-2010, si elencano i valori limite di emissione pertinenti per ciascun combustibile. Il punto 3.1.2 illustra nel dettaglio il metodo da utilizzare per calcolare il contributo di ciascuno di questi impianti ai massimali di emissione.

La direttiva 2001/80/CE consente a taluni impianti di combustione che funzionano meno di 1 500 ore (come media mobile su un periodo di cinque anni) di rispettare valori limite di emissione meno severi. Questi ultimi possono essere utilizzati per calcolare il contributo di un singolo impianto al massimale di emissione relativo al 2016 soltanto se la media delle ore operative per l'impianto nel periodo 2001-2010 è inferiore a 1 500 ore annue.

Le tabelle C.1, C.2 e C.3, che figurano nell'appendice C del presente allegato, presentano un quadro dei valori limite di emissione pertinenti di cui agli allegati da III a VII della direttiva 2001/80/CE e degli MDR pertinenti stabiliti nell'allegato III della medesima direttiva⁽¹⁾.

3.3. Valori limite di emissione e gradi minimi di desolfurazione pertinenti per il calcolo dei massimali di emissione relativi al 2019

L'articolo 32, paragrafo 3, della direttiva 2010/75/UE dispone che i massimali di emissione per l'anno 2019 siano calcolati in base ai valori limite di emissione pertinenti di cui all'allegato V, parte 1, della medesima direttiva oppure, se del caso, ai gradi di desolfurazione pertinenti di cui all'allegato V, parte 5, della stessa. Il calcolo dei massimali di emissione per il 2019 si basa pertanto sui valori limite di emissione e sugli MDR pertinenti che saranno applicabili il 1° gennaio 2019 all'impianto di combustione interessato, a norma della direttiva 2010/75/UE.

I valori limite di emissione e gli MDR sono determinati in base alla potenza termica nominale totale dell'intero impianto di combustione al 31 dicembre 2010, al/i tipo/i di combustibile utilizzato/i e al numero annuo di ore operative espresse come media nel periodo 2001-2010.

Le tabelle D.1, D.2 e D.3, che figurano nell'appendice D del presente allegato, presentano un quadro dei valori limite di emissione pertinenti di cui all'allegato V, parte 1, della direttiva 2010/75/UE e degli MDR pertinenti stabiliti nell'allegato V, parte 5, della stessa.

Per gli impianti di combustione che hanno utilizzato diversi tipi di combustibili nel periodo 2001-2010, si elencano i valori limite di emissione pertinenti per ciascun combustibile. Il punto 3.1.2 illustra nel dettaglio il metodo da utilizzare per calcolare il contributo di ciascuno di questi impianti ai massimali di emissione.

La direttiva 2010/75/UE consente a taluni impianti di combustione che funzionano meno di 1 500 ore (come media mobile su un periodo di cinque anni) di rispettare valori limite di emissione meno severi. Questi ultimi possono essere utilizzati per calcolare il contributo di un impianto al massimale di emissione relativo al 2019 soltanto se la media delle ore operative dell'impianto nel periodo 2001-2010 è inferiore a 1 500 ore annue.

3.4. Calcolo dei massimali di emissione

3.4.1. Calcolo dei massimali di emissione per il 2016 e il 2019

Per gli anni 2016 e 2019 il totale dei massimali di emissione per inquinante è determinato sommando i contributi di ciascun impianto ai rispettivi massimali di emissione.

$$\text{massimale}_{2016} \text{ (tpa)} = \Sigma [\text{contributo del singolo impianto al massimale 2016}]$$

$$\text{massimale}_{2019} \text{ (tpa)} = \Sigma [\text{contributo del singolo impianto al massimale 2019}]$$

⁽¹⁾ Detto quadro non è esaustivo. In particolare, non contempla le situazioni in cui un impianto è stato ampliato di almeno 50 MW tra il 27 novembre 2002 e il 31 dicembre 2010, nel qual caso sono pertinenti anche i valori limite di emissione di cui agli allegati da III a VII, rispettive parti B, della direttiva 2001/80/CE (applicazione dell'articolo 10 della direttiva 2001/80/CE).

3.4.2. Calcolo dei massimali di emissione per il 2017, 2018 e 2020

I massimali per l'anno 2017 (*massimale2017*) sono calcolati applicando la seguente equazione:

$$\text{massimale2017} = \text{massimale2016} - \frac{(\text{massimale2016} - \text{massimale2019})}{3}$$

I massimali per l'anno 2018 (*massimale2018*) sono calcolati applicando la seguente equazione:

$$\text{massimale2018} = \text{massimale2016} - \frac{2 * (\text{massimale2016} - \text{massimale2019})}{3}$$

I massimali per il primo semestre del 2020 (*massimale2020*) corrispondono alla metà dei massimali del 2019:

$$\text{massimale2020} = \frac{\text{massimale2019}}{2}$$

4. Modifiche successive ai piani nazionali transitori

Gli Stati membri comunicano alla Commissione almeno le seguenti informazioni:

- a) gli impianti di combustione che scelgono di beneficiare della deroga relativa all'arco di vita limitato, in conformità dell'articolo 33 della direttiva 2010/75/UE.

Nota: mentre gli Stati membri sono tenuti a comunicare alla Commissione i propri piani nazionali transitori entro il 1° gennaio 2013, i gestori hanno tempo fino al 1° gennaio 2014 per notificare all'autorità competente se intendono beneficiare della deroga per arco di vita limitato. Un impianto di combustione, prima di beneficiare della deroga per arco di vita limitato, può quindi essere inizialmente incluso nel piano nazionale transitorio presentato alla Commissione. Una volta che il gestore dell'impianto di combustione abbia informato l'autorità competente di aver deciso di beneficiare della deroga relativa all'arco di vita limitato, l'impianto di combustione deve essere cancellato dal piano nazionale transitorio. Occorre poi detrarre dai massimali di emissione calcolati nell'ultima versione accettata del piano nazionale transitorio (oppure, se non è stato accettato alcun piano, calcolati nell'ultima versione del piano nazionale transitorio presentato alla Commissione) i contributi ai massimali di emissione applicabili di ciascun impianto di combustione che rientra nel campo d'applicazione dell'articolo 33 della direttiva 2010/75/UE;

- b) gli impianti di combustione chiusi (ossia gli impianti che hanno definitivamente cessato di funzionare) o quelli la cui potenza termica nominale totale è ridotta a un livello inferiore a 50 MW;
- c) gli impianti di combustione che iniziano il coincenerimento dei rifiuti dopo il 31 dicembre 2015 e che rientreranno pertanto nel campo d'applicazione del capo IV della direttiva 2010/75/UE.

Nota: come menzionato nell'articolo 32, paragrafo 3, della direttiva 2010/75/UE, se un impianto compreso nel piano nazionale transitorio viene chiuso o non rientra più nell'ambito di applicazione del capo III, ciò non comporta l'aumento delle emissioni nazionali totali annue dei restanti impianti del piano.

Ai fini dell'articolo 32, paragrafo 6, della direttiva 2010/75/UE, gli Stati membri non hanno l'obbligo di comunicare alla Commissione le seguenti informazioni, dal momento che le modifiche successive alle quali tali informazioni si riferiscono non dovrebbero incidere sui massimali di emissione applicabili:

- riduzione o aumento della potenza termica nominale totale dopo il 31 dicembre 2010 (eccettuata la riduzione della potenza a un livello inferiore a 50 MW),
- riduzione o aumento del numero di ore operative annue dopo il 2010,
- modifica dell'uso dei combustibili (tipo, quantità) apportata dopo il 2010 (eccettuato il passaggio alla combustione di rifiuti, per cui l'impianto sarebbe considerato un impianto di coincenerimento dei rifiuti comportandone l'esclusione dal piano nazionale transitorio).

Le modifiche che incidono sul nome dell'impianto (dovute, ad esempio, al cambiamento di gestore) sono comunicate tramite gli inventari delle emissioni che gli Stati membri devono presentare in conformità dell'articolo 6, paragrafo 3, della presente decisione e dell'articolo 72, paragrafo 3, della direttiva 2010/75/UE.

Appendice A

Tabella A.1.

Modello per l'elenco degli impianti di combustione da includere nel piano nazionale transitorio

A	B	C	D		E	F	G	H
Numero	Nome impianto	Ubicazione impianto (indirizzo)	Data di presentazione della domanda di prima autorizzazione per l'impianto e data della prima messa in servizio dell'impianto	OPPURE Data di rilascio della prima autorizzazione dell'impianto	Ogni ampliamento di almeno 50 MW della potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione effettuato tra il 27 novembre 2002 e il 31 dicembre 2010 (ampliamento totale in MW)	Potenza termica nominale totale al 31.12.2010 (MW)	Quantità annua di ore operative (media 2001-2010)	Inquinante/i (SO ₂ , NO _x , polveri) per cui l'impianto NON è contemplato nel piano nazionale transitorio

A	I	J					K	L	M
Numero	Indicare se l'impianto è una turbina a gas o un motore a gas	Quantità annua di combustibile utilizzato (media 2001-2010) (T)/anno					Portata media annua degli scarichi gassosi (media 2001-2010) (Nm ³ /a)	Quantità media di S contenuta nei combustibili solidi indigeni utilizzati che è stata introdotta nell'impianto di combustione (media 2001-2010) (tpa)	Fattore/i di conversione utilizzato/i nel caso in cui la portata degli scarichi gassosi sia stata calcolata in base al consumo di combustibile (per tipo di combustibile) (Nm ³ /GJ)
		carbon fossile	lignite	biomassa	altri combustibili solidi	combustibili liquidi	combustibili gassosi		

Appendice B

Tabella B.1.

Modello per il calcolo dei massimali di emissione per il 2016

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Numero	Nome	Tenore di ossigeno di riferimento (%)	VLE pertinente per SO ₂ (mg/Nm ³)	Grado di desolfurazione pertinente (se del caso)	Contributo dell'impianto al massimale di SO ₂ per il 2016 (tpa)	VLE pertinente di NO _x (mg/Nm ³)	Contributo dell'impianto al massimale di NO _x per il 2016 (tpa)	VLE pertinente per le polveri (mg/Nm ³)	Contributo dell'impianto al massimale di polveri per il 2016 (tpa)	Osservazioni
(dati per singolo impianto)										
SOMMA					MASSIMALE TOTALE SO ₂		MASSIMALE TOTALE NO _x		MASSIMALE TOTALE polveri	

Tabella B.2.

Modello per il calcolo dei massimali di emissione per il 2019

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Numero	Nome	Tenore di ossigeno di riferimento (%)	VLE pertinente per SO ₂ (mg/Nm ³)	Grado di desolfurazione pertinente (se del caso)	Contributo dell'impianto al massimale di SO ₂ per il 2019 (tpa)	VLE pertinente di NO _x (mg/Nm ³)	Contributo dell'impianto al massimale di NO _x per il 2019 (tpa)	VLE pertinente per le polveri (mg/Nm ³)	Contributo dell'impianto al massimale di polveri per il 2019 (tpa)	Osservazioni
(dati per singolo impianto)										
SOMMA					MASSIMALE TOTALE SO ₂		MASSIMALE TOTALE NO _x		MASSIMALE TOTALE polveri	

Tabella B.3.

Quadro dei massimali di emissione

(tonnellate annue)

	2016	2017	2018	2019	2020 (1 gen-30 giu)
SO ₂					
NO _x					
Polveri					

Appendice C

Tabella C.1.

Valori limite di emissione pertinenti per il calcolo dei singoli contributi ai massimali di emissione relativi al 2016 per gli impianti di combustione diversi dalle turbine a gas e dai motori a gas

Inquinante	Tipo di carburante	VLE (mg/Nm ³)			
		50-100 MW	> 100-300 MW	> 300-500 MW	> 500 MW
SO ₂	Solido	2 000	da 2 000 a 400 (scala lineare) (nota 1)		400
	Liquido	1 700		1 700 a 400 (scala lineare)	400
	Gassoso	35 in generale 5 per il gas liquefatto 800 per il gas da forno a coke e il gas d'altoforno			
NO _x (nota 6)	Solido (nota 2)	600			200 (nota 3)
	Liquido	450			400
	Gassoso	300			200
polveri	Solido	100			50 (nota 4)
	Liquido	50 (nota 5)			
	Gassoso	5 in generale 10 per il gas d'altoforno 50 per i gas prodotti dall'industria siderurgica che possono essere utilizzati altrove			

Il tenore d'ossigeno di riferimento è pari al 6 % per i combustibili solidi e al 3 % per i combustibili liquidi e gassosi.

Note

- 800 mg/Nm³ per gli impianti con una potenza termica nominale superiore o pari a 400 MW, che non funzionano più di 1 500 ore all'anno
- 1 200 mg/Nm³ per gli impianti che nei 12 mesi precedenti al 1° gennaio 2001 per il loro funzionamento hanno utilizzato, e continuano ad utilizzare, combustibili solidi contenenti meno del 10 % di composti volatili
- 450 mg/Nm³ per gli impianti che non funzionano più di 1 500 ore all'anno
- 100 mg/Nm³ per gli impianti che hanno ottenuto la licenza edilizia iniziale o, in assenza di tale procedura, la licenza di esercizio iniziale prima del 1° luglio 1987 e che sono alimentati con combustibile solido, con un contenuto di calore inferiore a 5 800 kJ/kg, un contenuto di umidità superiore al 45 % in peso, un contenuto combinato di umidità e ceneri superiore al 60 % in peso e un contenuto di ossido di calcio superiore al 10 %.
- 100 mg/Nm³ per gli impianti con una potenza termica nominale inferiore a 500 MW alimentati con combustibile liquido, con un contenuto di ceneri superiore a 0,06 %
- Per gli impianti ubicati nei dipartimenti francesi d'oltremare, Azzorre, Madeira o isole Canarie, valgono i seguenti VLE: combustibili solidi in generale: 650 mg/Nm³; combustibili solidi contenenti meno del 10 % di composti volatili: 1 300 mg/Nm³; combustibili liquidi: 450 mg/Nm³; combustibili gassosi: 350 mg/Nm³

Tabella C.2.

Valori limite di emissione pertinenti per il calcolo dei singoli contributi ai massimali di emissione di NO_x relativi al 2016 per le turbine a gas e i motori a gas

	VLE per NO _x (mg/Nm ³)
Motori a gas (alimentati da combustibili gassosi)	100
Turbine a gas (comprese le CCGT) alimentate dai seguenti combustibili:	
Gas naturale (nota 1)	50 (Note 2 e 3)
Combustibili gassosi diversi dal gas naturale	120
Distillati leggeri e medi	120

Il tenore di ossigeno di riferimento è pari al 15 %.

Note

- Gas metano presente in natura con non più del 20 % (in volume) di inerti ed altri costituenti.
- 75 mg/Nm³ nei casi seguenti (in cui l'efficienza della turbina a gas è determinata alle condizioni ISO di carico base):
 - turbine a gas utilizzate in un sistema di produzione combinata di calore e di elettricità che hanno un grado di efficienza globale superiore al 75 %,
 - turbine a gas utilizzate in impianti a ciclo combinato che hanno un grado di efficienza elettrica globale media annua superiore al 55 %,
 - turbine a gas per trasmissioni meccaniche.
- Per le turbine a gas a ciclo semplice che non rientrano in una delle categorie di cui alla nota 2, ma che hanno un grado di efficienza superiore al 35 % (determinato alle condizioni ISO di carico base), il valore limite di emissione è pari a $50 \times \eta/35$ dove η è l'efficienza della turbina a gas (alle condizioni ISO di carico base) espressa in percentuale.

Tabella C.3.

Gradi minimi di desolforazione pertinenti per il calcolo dei singoli contributi ai massimali di emissione di SO₂ relativi al 2016 nel caso di impianti di combustione alimentati da combustibili solidi indigeni che non possono rispettare i valori limite di emissione di SO₂ di cui all'articolo 30, paragrafi 2 e 3, della direttiva 2010/75/UE a causa delle caratteristiche di tali combustibili

Potenza termica nominale totale	Grado minimo di desolforazione
50-100 MW	60 %
> 100-300 MW	75 %
> 300-500 MW	90 %
> 500 MW	94 % in generale 92 % per gli impianti in cui sia stato stipulato un contratto relativo alla messa a punto di un sistema di desolforazione degli scarichi gassosi o di iniezione di calcio, e i lavori di installazione dello stesso siano iniziati prima del 1° gennaio 2001

Appendice D

Tabella D.1.

Valori limite di emissione pertinenti per il calcolo dei singoli contributi ai massimali di emissione relativi al 2019 per gli impianti di combustione diversi dalle turbine a gas e dai motori a gas

Inquinante	Tipo di carburante	VLE (mg/Nm ³)			
		50-100 MW	> 100-300 MW	> 300-500 MW	> 500 MW
SO ₂	Carbone, lignite e altri combustibili solidi (nota 1)	400	250	200	
	Biomassa (nota 1)	200			
	Torba (nota 1)	300		200	
	Liquido	350 (nota 2)	250 (nota 2)	200 (nota 3)	
	Gassoso	35 in generale 5 per il gas liquefatto 400 per il gas a basso potere calorifico dei forni a coke 200 per il gas a basso potere calorifico di altoforno			
NO _x	Carbone, lignite e altri combustibili solidi	300 (note 4 e 5)	200 (nota 5)		200 (nota 6)
	Biomassa e torba	300 (nota 5)	250 (nota 5)	200 (nota 5)	200 (nota 6)
	Liquido	450	200 (note 5 e 7)	150 (note 5 e 7)	150 (nota 3)
	Gas naturale (nota 8)	100			
	Altri gas	300			200
Polveri	Carbone, lignite e altri combustibili solidi	30	25	20	
	Biomassa e torba	30	20		
	Liquido	30	25	20	
	Gassoso	5 in generale 10 per i gas di altoforno 30 per i gas prodotti dalle acciaierie che possono essere utilizzati altrove			

Il tenore d'ossigeno di riferimento è pari al 6 % per i combustibili solidi e al 3 % per i combustibili liquidi e gassosi.

Note

1. 800 mg/Nm³ per gli impianti che non funzionano più di 1 500 ore operative all'anno
2. 850 mg/Nm³ per gli impianti che non funzionano più di 1 500 ore operative all'anno
3. 400 mg/Nm³ per gli impianti che non funzionano più di 1 500 ore operative all'anno
4. 450 mg/Nm³ per la combustione di lignite polverizzata
5. 450 mg/Nm³ per gli impianti che non funzionano più di 1 500 ore operative all'anno

6. 450 mg/Nm³ per gli impianti che hanno ottenuto un'autorizzazione prima del 1° luglio 1987 e che non funzionano più di 1 500 ore operative all'anno
7. 450 mg/Nm³ per gli impianti in installazioni chimiche che utilizzano residui di produzione liquidi come combustibile non commerciale per il loro proprio consumo
8. Gas metano presente in natura con non più del 20 % (in volume) di inerti ed altri costituenti

Tabella D.2.

Valori limite di emissione pertinenti per il calcolo dei singoli contributi ai massimali di emissione di NO_x relativi al 2019 per le turbine a gas e i motori a gas

	VLE per NO _x (mg/Nm ³)
Motori a gas (alimentati da combustibili gassosi)	100
Turbine a gas (comprese le CCGT) alimentate dai seguenti combustibili:	
Gas naturale (nota 1)	50 (note 2, 3 e 4)
Combustibili gassosi diversi dal gas naturale	120 (nota 5)
Distillati leggeri e medi	90 (nota 5)

Il tenore di ossigeno di riferimento è pari al 15 %.

Note

1. Il gas naturale è il metano presente in natura con non più del 20 % (in volume) di inerti ed altri costituenti.
2. 75 mg/Nm³ nei casi seguenti (in cui l'efficienza della turbina a gas è determinata alle condizioni ISO di carico base):
 - turbine a gas utilizzate in un sistema di produzione combinata di calore e di elettricità che hanno un grado di efficienza globale superiore al 75 %,
 - turbine a gas utilizzate in impianti a ciclo combinato che hanno un grado di efficienza elettrica globale media annua superiore al 55 %,
 - turbine a gas per trasmissioni meccaniche
3. Per le turbine a gas a ciclo semplice che non rientrano in una delle categorie di cui alla nota 2, ma che hanno un grado di efficienza superiore al 35 % (determinato alle condizioni ISO di carico base), il valore limite di emissione è pari a $50 \times \eta/35$ dove η è l'efficienza della turbina a gas (alle condizioni ISO di carico base) espressa in percentuale.
4. 150 mg/Nm³ per gli impianti che non funzionano più di 1 500 ore operative all'anno
5. 200 mg/Nm³ per gli impianti che non funzionano più di 1 500 ore operative all'anno

Tabella D.3.

Gradi minimi di desolfurazione pertinenti per il calcolo dei singoli contributi ai massimali di emissione di SO₂ relativi al 2019 nel caso di impianti di combustione alimentati da combustibili solidi indigeni che non possono rispettare i valori limite di emissione di SO₂ di cui all'articolo 30, paragrafi 2 e 3, della direttiva 2010/75/UE a causa delle caratteristiche di tali combustibili

Potenza termica nominale totale	Grado minimo di desolfurazione
50-100 MW	80 %
> 100-300 MW	90 %
> 300 MW	96 % in generale 95 % per gli impianti alimentati da scisti bituminosi