



AUTORIZAȚIE NR. 120/26.02.2013

**PRIVIND EMISIILE DE GAZE CU EFECT DE SERĂ PENTRU PERIOADA
2013-2020**

A.1. DATE DE IDENTIFICARE

A.1. 1. DATE DE IDENTIFICARE ALE OPERATORULUI (TITULARULUI)

Numele operatorului (titularului)		OMV PETROM S.A. BUCURESTI PETROBRAZI
Forma de organizare a societății		Societate pe acțiuni
Nr. de înregistrare în Registrul Comerțului		J40/8302/1997
Cod Unic Înregistrare		RO 1590082
Cont bancar		
Banca		Raiffesen Bank
Adresa sediului social	Stradă, număr	Trandafirilor, nr. 65
	Localitate	Brazi
	Județ	PRAHOVA
	Cod poștal	107080

**A.1.2 DATE DE IDENTIFICARE ALE INSTALAȚIEI/INSTALAȚIILOR ȘI ALE
AMPLASAMENTULUI**

Numele instalației/instalațiilor	PETROBRAZI
---	-------------------

Activitatea principală a instalației		Fabricarea produselor obținute din prelucrarea țițeiului
Categoria de activitate/activități din anexa nr. 1		Rafinarea uleiurilor minerale Arderea combustibililor în instalații cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW(cu excepția instalațiilor pentru incinerarea deșeurilor periculoase sau municipale)
Codul sub care operatorul a raportat date și informații statistice: 1.Codul CAEN raportat pentru anul 2007, utilizând clasificarea CAEN rev. 1.1 2.Codul CAEN raportat pentru anul 2010, utilizând clasificarea CAEN rev. 2		 2320 1920
Codul de identificare al instalației din Registrul Unic Consolidat al Uniunii Europene		RO – 26
Punctul de lucru (amplasament)		PETROBRAZI
Adresa amplasamentului	Strada, număr	Trandafirilor nr.65
	Localitate	BRAZI
	Județ	PRAHOVA
	Cod poștal	107080



A.1.3. DATE PRIVIND SITUAȚIA AUTORIZĂRII DIN PUNCT DE VEDERE AL PROTECȚIEI MEDIULUI ȘI ALOCĂRII CERTIFICATELOR DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Situația autorizării din punct de vedere al protecției mediului	Tip autorizație	Nr. autorizație	Data emiterii	Emitent	Revizuire (nr. și data)
	Autorizație Integrată de Mediu	15	30.12.2005	ARPM Pitești	15 revizuita în data de 30.10.2009
	Autorizație de Mediu				
Situația alocării certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în perioada 2013-2020	Alocare inițială*		Din Rezerva pentru instalațiile nou intrate în perioada 2013-2020		
	DA		-		

*Alocare stabilită prin Măsurile Naționale de Implementare elaborate conform art. 11 din Directiva 2009/29/CE, notificate de România la Comisia Europeană.

A.1.4. INFORMAȚII PRIVIND EMITEREA AUTORIZAȚIEI PRIVIND EMISIILE DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Autorizație	Data emiterii			Motivul revizuirii
	Ziua	Luna	Anul	
Inițială	26	02	2013	-
Revizuire I	-	-	-	-
Revizuire II	-	-	-	-
Revizuire ...n	-	-	-	-

A.2. DURATA DE VALABILITATE A AUTORIZAȚIEI PRIVIND EMISIILE DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Autorizația privind emisiile de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013-2020 este valabilă atât timp cât activitatea desfășurată de operator în instalație se realizează la



nivelul instalației în conformitate cu autorizația emisă conform prezentei proceduri. Autoritatea competentă revizuieste autorizația privind emisiile de gaze cu efect de seră, în termen de până la 5 ani de la începutul perioadei 2013-2020. În vederea realizării unor modificări planificate la nivelul instalației, operatorul solicită autorității competente pentru protecția mediului revizuirea autorizației, conform prevederilor prezentei proceduri.

A.3. DATE TEHNICE DESPRE AMPLASAMENTUL ȘI INSTALAȚIA/INSTALAȚIILE AUTORIZATE

A.3.1. SCURTĂ DESCRIERE A AMPLASAMENTULUI ȘI A INSTALAȚIEI/ INSTALAȚIILOR (FIȘA DE PREZENTARE)

Petrobrazi a prelucrat pana in prezent și prelucrează o cantitate de 3,5 milioane tone de țiței, ceea ce reprezinta 75% din capacitatea totală de proiect – 5 milioane tone țiței (capacitate operațională 4,5 milioane tone țiței).

Părți incluse: Activitatea 1: Rafinarii de țiței și prelucrarea gazelor (proces de ardere - cazane, cuptoare, incineratoare; regenerare catalizator cracare catalitică, facle).

Instalații tehnologice din cadrul rafinării:

I: Instalații de producție care includ surse de combustie: DAV, RC2 Hidrofinare benzină, RC2 Hidrofinare motorină, RC2 Hidrofinare petrol, Cocsare, Izomerizare, Hidrodesulfurare benzina CC, RC2 130, RC 570 (RC1), RC 200 (RC1), Grup Energetic - Cogenerare, Sistem de facle, DGRS.

II: Instalații de producție – Procese generatoare de emisii de gaze cu efect de seră – Cracare Catalitică, Reformare catalitică CCR – Regenerare catalizator

Materii prime si auxiliare: Țiței, ETBE, metanol, acid sulfuric, hidroxid de sodiu, acid clorhidric, hidrogen, aditivi diverși, catalizatori diverși.

Produse obținute: Benzine, petroluri, motorine, pacură, combustibili lichizi (tip P, M, CLU), propan, propilenă, gaze petroliere lichefiate (GPL), GPL-auto, cocs petrol, ETBE, TAME

Combustibili utilizați: Gaze naturale, gaze de rafinărie, combustibil lichid .

Sursele de emisii din cadrul platformei sunt cuptoarele din cadrul instalațiilor DAV, RC1, RC2 130, RC2 - HB 120, RC2 - HP121, RC2-HM 123 NH1, Cocsare , Hidrodesulfurare benzină CC, izomerizare, incineratoare DGRS, cazanele si turbinele



din cadrul Grupului Energetic precum si procesele de regenerare catalitică si sistemul de facle.

Regimul de funcționare al instalației/instalațiilor este continuu.

INSTALAȚIA DAV

Prelucrează țițeiul brut în vederea obținerii fracțiunilor: gaze lichefiate, C 2- C 5, benzină, petrol, motorină, distilat de vid și gudron. Instalația funcționează cu trei cuptoare tehnologice H1, H2, H3 cu un singur coș de evacuare gaze de ardere și folosește drept combustibil păcura, gaze naturale si gaze de rafinarie.

INSTALAȚIA CRACARE CATALITICĂ - CC

Procesul de cracare catalitică are la bază reacții de conversie termică in prezența de catalizatori, a hidrocarburilor grele din fracțiunile petroliere (distilat de vid) cu obținere de gaze, benzine si distilate medii (motorine). Cocsul depus pe catalizator este ars într-un regenerator in scopul redării activității catalizatorului.

INSTALAȚIA HIDROFINARE BENZINĂ – RC2 HB 120

Instalația Hidrofinare benzină HB 120 prelucrează un amestec de benzină de distilare atmosferică, CC și de cocsare cu scopul reducerii conținutului de sulf și de azot în vederea prelucrării acestor benzine pentru obținere de produse comerciable. Instalația are doua cuptoare tehnologice 120H1, 120H2 și folosește drept combustibil gaze de rafinărie, gaze naturale.

INSTALAȚIA HIDROFINARE MOTORINĂ –RC2 HM 123

Scopul procesului tehnologic este îndepărtarea, din amestecul de petrol și motorină a compușilor cu sulf, oxigen, azot care dăunează stabilității produsului. Instalația de hidrofinare petrol – motorină prelucrează un amestec de motorină I și II, motorină de cocsare și fracția I de petrol. Instalația are un singur cuptor tehnologic 123 NH 1și foloseste drept combustibil gaze de rafinărie, gaze naturale.

INSTALAȚIA HIDROFINARE PETROL – RC2 HP 121

Procesul constă în hidrofinarea selectivă a legăturilor carbon – sulf, carbon – metal și a legăturilor nesaturate carbon – carbon din hidrocarburi, compușii rezultați în urma acestor reacții îndepărtându-se prin procedee de decantare, stripare și absorbție gaz – lichid. Instalația are un singur cuptor tehnologic 121 H1 care folosește drept combustibil gaze de rafinărie, gaze naturale.



INSTALAȚIA REFORMARE CATALITICĂ – RC2 130

Procesul are scopul de a asigura transformarea benzinelor inferioare într-un produs cu cifră octanică ridicată folosit drept component pentru benzina comercială, sursa pentru hidrocarburi aromatice C6 – C8 și LPG. Instalația are 4 cuptoare tehnologice 130 H1, 130 H2, 130H3, 130H4 care folosesc drept combustibil gaze de rafinărie, gaze naturale.

INSTALAȚIA COCSARE – CX

Instalația Cocsare prelucrează reziduu de vid în vederea obținerii de cocs, produse distilate și gaze. Instalația are un singur cuptor tehnologic 180H1 care folosește drept combustibil gaze de rafinărie, gaze naturale, pacură.

INSTALAȚIA DESULFURARE GAZE ȘI RECUPERARE SULF – DGRS 185

Procesul tehnologic constă în eliminarea hidrogenului sulfurat din gaze prin spalare cu amine și recuperarea sulfului. Produsele obținute în instalație sunt gazele desulfurate și sulful solid obținut printr-un proces de recuperare a sulfului. Instalația are 2 incineratoare de gaze reziduale sulfuroase.

INSTALAȚIA IZOMERIZARE

Instalația prelucrează un amestec de fracție C5- C6, de la Reformare Catalitică, în vederea obținerii de componenți pentru ridicarea cifrei octanice a benzinelor. Instalația are un singur cuptor tehnologic K48 care folosește drept combustibil gaze de rafinărie, gaze naturale

INSTALAȚIA SEPARARE AROMATE RC 570 (RC1)

Procesul tehnologic constă în separarea benzenului, toluenului și a xilenilor de puritate înaltă, din extractul aromatic, separare care se realizează prin fracționare. Instalația are un singur cuptor tehnologic L571 care folosește drept combustibil gaze de rafinărie, gaze naturale.

INSTALAȚIA DE DESULFURARE BENZINĂ CRACARE CATALITICĂ

Procesul constă în hidrotratarea benzinei în două trepte catalitice pentru îndepărtarea compușilor cu sulf prin hidrogenare selectivă, fracționare, hidrodesulfurare și absorbție cu amine a produșilor cu sulf.



Instalația are un singur cuptor tehnologic - H-H-001 care folosește drept combustibil gaze de rafinărie și gaz natural.

INSTALAȚIA REFORMARE CATALITICĂ RC200 (RC1)

În această instalație se obțin un reformat bogat în hidrocarburi aromate și benzină reformată grea, componentă a benzinelor auto. Instalația are un cuptor tehnologic L 205 care folosește drept combustibil gaze de rafinărie, gaze naturale.

Cuptorul RC1 - L205 a fost înlocuit cu un rețierbător de abur de medie presiune (200E0021). Rețierbătorul nu utilizează combustibil, cuptorul este scos din circuit și este blindat.

INSTALAȚIA DE REGENERARE CONTINUĂ –CCR CYCLEMAX

Instalația are două funcții principale – recircularea și regenerarea catalizatorului de RC într-un circuit continuu. Gazele rezultate de la arderea cocsului de pe catalizator sunt recuperate prin absorbție într-o soluție de sodă caustică.

GRUP ENERGETIC – COGENERARE

Grupul energetic de pe platforma PETROBRAZI a fost conceput pentru asigurarea necesarului intern de energie electrică și termică în regim de cogenerare. Noua sursă de cogenerare este realizată cu o tehnologie modernă, de tipul instalație de turbine cu gaze și cazan recuperator de caldură. Instalația funcționează cu 2 turbine, 2 cazane (HRSG) și 2 cazane Back-up (BKB), cazanele(boilere) back-up au coș comun de evacuare a gazelor arse. Combustibilii folosiți : gaze naturale , gaze de rafinărie, combustibil lichid tip pacură și combustibil lichid pentru turbine.

Energia electrică produsă este consumată în toate procesele tehnologice enumerate mai sus. O mică parte este exportată în SEN (Sistemul Energetic National) și la terți (contractori Petrobrazi). Petrobrazi importă energie electrică din SEN numai atunci când instalația de cogenerare nu funcționează.

Energia termică produsă (abur și apă fierbinte) este consumată în toate procesele tehnologice enumerate mai sus. O mică parte este exportată la terți (contractori Petrobrazi). Cantitatea de energie termică exportată la terți este de cca. 0,1% din cantitatea de energie termică produsă. Petrobrazi importă energie termică (apă fierbinte) de la Dalkia Termo Prahova - cca. 0,8% din cantitatea de energie termică produsă .

SISTEM FACLE – este format din 3 coșuri de facle: CC, RC2, DAV. Sistemul are ca scop recuperarea gazelor și arderea surplusului de gaze ce se pierd în mod accidental în rețelele de facle de la supapele de siguranță ale instalației.



Situația surselor de emisii de gaze cu efect de seră de pe amplasament din punct de vedere al operării /funcționării și informații privind anul punerii în funcțiune

Sectie	Cuptor	Combustibil utilizat	Anul P.I.F./ Anul ultimei modernizari
Distilare atmosferică și în vid a țiteiului DAV	DAV - H1	Gaze de rafinarie+ Gaze naturale Combustibil lichid tip pacura	1987, retehnologizare 1996 – 1999 2012
	DAV - H2		
	DAV - H3		
Cracare Catalitica Instalatie Regenerare Continua CCR Cyclemax	Regenerator	Cocs (*Gaze de rafinarie+ Gaze naturale Combustibil lichid tip pacura)	1967 / 2000
RC2-hidrofinare benzina 120	RC 2 HB 120H1	Gaze de rafinarie+ Gaze naturale	1989 / 2005/ 2012
	RC 2 HB 120H2		
RC2- hidrofinare petrol 121	RC 2 HP 121H1	Gaze de rafinarie+ Gaze naturale	1989 /2005 /2012
RC2- hidrofinare motorina 123	RC 2 HM 123 NH1	Gaze de rafinarie+ Gaze naturale	1989 / 2007
RC2-130	RC 2 130 H1	Gaze de rafinarie+ Gaze naturale	1988 / 2005/ 2012
	RC 2 130 H2		
	RC 2 130 H3		
	RC 2 130 H4		



RC1	RC1 L205**	Gaze de rafinarie+ Gaze naturale	1961 /2012
	RC1 L571		
Cocsare	Cuptor cocsare - 180H1	Gaze de rafinarie+ Gaze naturale Combustibil lichid tip pacura	1989 / 2010/ 2012
Hidrodesulfurare benzina CC	Cuptor Hidrodesulfurare benzina CC	Gaze de rafinarie+ Gaze naturale	2009

Grup Energetic	HRSG1; HRSG2	Gaze de rafinarie +Gaze naturale Combustibil lichid tip pacura	2003
	turbina TG1 turbina TG2	Gaze de rafinarie +Gaze naturale Combustibil lichid pentru turbine Gaze naturale de la CCCC	
	BKB1; BKB2	Gaze de rafinarie +Gaze naturale Combustibil lichid tip pacura	
Facla CC, DAV, RC2	-	Gaze de rafinarie+gaze naturale Gaze naturale Gaze la facile (gaze reziduale care se ard la facile) Gaze de rafinarie+gaze naturale	1967 / 2010 1980 / 2001/ 2010
Izomerizare	Cuptor K48		
DGRS	Incinerator H2A H2B	*Gaze de rafinarie+gaze naturale	1989 / 2002/ 2010 program de investitii – modernizare 2014



		Gaze naturale	
--	--	---------------	--

**Co* Combustibil utilizat numai pentru initierea arderii.*

*** Cuptorul RC1 - L 205 nu functioneaza fiind inlocuit cu un refierbator de abur de medie presiune.*

Refierbătorul nu utilizează combustibil, cuptorul este scos din circuit și este blindat.

CCCC - Centrala Electrică Cogenerare Ciclu Combinat Brazi

A.3.2. Categoria activității și instalației

Rafinarea uleiurilor minerale și arderea combustibililor în instalații cu o putere termică nominală totală de peste 20 MW(cu excepția instalațiilor pentru incinerarea deșeurilor periculoase sau municipale)

A.3.3. DATE TEHNICE DESPRE FIECARE ACTIVITATE IDENTIFICATĂ DIN ANEXA NR. 1*

Categoria de activitate din anexa nr. 1 la procedură desfășurată în instalație	Capacitate a proiectată a instalației (tone/zi)	UM ¹	Perioada de funcționare ²	Tipul de produs	Punct de descărcare a emisiilor	Referință a pentru punctul de descărcare a emisiilor ³
Rafinarea uleiurilor minerale	24681644	CWT/ an	365 zile /an	Produse de rafinarie	Coșuri instalații *	*



					Coș DAV	PE 1
					Coș cocsare -180H1	PE 2
					Coș RC2- 130H1	PE 3
					Cos RC2- 130H2	PE 4
					Cos RC2- 130H3	PE 5
					Cos RC 2- 130H4	PE 6
					Cos RC2- HB 120H2	PE 7
					Cos RC2 – HB 120H1	PE 8
					Cos RC2- HP 121H1	PE 9
					Cos RC2- HM 123 NH1	PE 10
					Cos RC 1- L205	PE 14
					Cos RC 1- L571	PE 15
					Cos Izomerizare –K48	PE 16
					Cos facla CC	PE 17
					Cos facla RC 2	PE 18
					Cos facla DAV	PE 19



					DGRS	PE 20
					DGRS	PE 21
					Cos Hidrodesulfurare benzina Cracare Catalitica	PE 22
					Cracare catalitica	PE 23
					Reformare catalitica	PE 24
Arderea combustibililor cu o putere termica nominală totală de peste 20MW(cu excepția instalațiilor pentru incinerarea deșeurilor periculoase sau municipale)	140	MW	365	Produse de rafinărie	Cos HRSG1	PE 11
	140	MW	365	Produse de rafinărie	Cos HRSG2	PE 12
	84	MW	365	Produse de rafinărie	Cos BKB	PE 13

*Conform Schemei fluxurilor de combustibil – Anexa 1-PMR-Petrobraz

A.3.4. COMBUSTIBILI/MATERII PRIME ȘI MATERIALE AUXILIARE A CĂROR UTILIZARE GENEREAZĂ EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Categoria de activitate din anexa nr. 1 la procedură desfășurată în instalație	Tipul combustibilului/materiei prime	Procesul care generează emisii de gaze cu efect de seră	Gazul cu efect de seră generat
Rafinarea uleiurilor minerale	Gaz de rafinarie + Gaz natural– combustibil	Arderea combustibililor	CO ₂



	Combustibil lichid tip pacura	Arderea combustibililor	CO ₂
	Combustibil lichid pentru turbine	Arderea combustibililor	CO ₂
	Gaze la facle (gaze reziduale arse la facle)	Arderea combustibililor	CO ₂
	Cocs– combustibil	Arderea combustibililor	CO ₂
	Gaz natural	Arderea combustibililor	CO ₂
Arderea combustibililor cu o putere termica nominal totala de peste 20MW(cu exceptia instalatiilor pentru incinerarea deseurilor periculoase sau municipale)	Gaz de rafinarie+Gaz natural-combustibil	Arderea combustibililor	CO ₂
	Combustibil lichid tip pacura	Arderea combustibililor	CO ₂
	Combustibil lichid pentru turbine	Arderea combustibililor	CO ₂
	Gaz natural	Arderea combustibililor	CO ₂

A.4. CERINȚE LEGALE PRIVIND OBLIGAȚIILE OPERATORULUI

A.4.1. CERINȚE PRIVIND MONITORIZAREA EMISIILOR DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Monitorizarea emisiilor de gaze cu efect de seră de către operator, inclusiv metodologia și frecvența de monitorizare, se realizează de către operator cu respectarea planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră aprobat de către Agenția Națională pentru Protecția Mediului și atașat la prezenta autorizație.

A.4.2. CERINȚE PRIVIND RAPORTAREA EMISIILOR DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Raportul de monitorizare a emisiilor de gaze cu efect de seră se întocmește de către operator pe baza planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră și a metodologiei de monitorizare aprobate de Agenția Națională pentru Protecția



Mediului, cu respectarea cerințelor din Regulamentul (UE) nr. 601/2012 privind monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră în conformitate cu Directiva 2003/87/CE.

În primul trimestru al fiecărui an consecutiv anului pentru care s-a realizat monitorizarea emisiilor de gaze cu efect de seră, operatorul are obligația să depună la Agenția Națională pentru Protecția Mediului raportul de monitorizare privind emisiile de gaze cu efect de seră generate în anul precedent, verificat de către un verficator acreditat conform prevederilor legale în vigoare în domeniul schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013-2020.

În cazul în care, până la data de 31 martie a fiecărui an din perioadă, raportul de monitorizare privind emisiile de gaze cu efect de seră din anul precedent nu este declarat satisfăcător, potrivit criteriilor din Directiva 2003/87/CE, cu modificările și completările ulterioare, operatorul nu poate transfera certificatele de emisii de gaze cu efect de seră, ca urmare a suspendării accesului operatorului la cont. Ridicarea suspendării accesului la cont se face la data la care raportul de monitorizare privind emisiile de gaze cu efect de seră este declarat satisfăcător și predat la autoritatea competentă pentru protecția mediului.

A.4.3. CERINȚE PRIVIND RESTITUIREA CERTIFICATELOR DE EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERĂ

Operatorul are obligația de a restitui, până cel mai târziu la data de 30 aprilie a fiecărui an, un număr de certificate de emisii de gaze cu efect de seră egal cu numărul total de emisii de gaze cu efect de seră provenite de la instalația respectivă în anul calendaristic anterior, prezentate în raportul anual de monitorizare a emisiilor de gaze cu efect de seră verificat de un verficator acreditat, conform prevederilor legale în vigoare în domeniul schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră pentru perioada 2013-2020.

A.4.4. CERINȚE PRIVIND INFORMAREA AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI ASUPRA MODIFICĂRIILOR LA NIVELUL INSTALAȚIEI



Operatorul are obligația să informeze în scris autoritatea competentă pentru protecția mediului cu privire la orice modificări planificate la nivelul instalației, care pot determina revizuirea planului de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră și a autorizației privind emisiile de gaze cu efect de seră.

**Președinte,
Mihail FÂCĂ**

**Director,
Hortenzia DUMITRIU**

**Șef serviciu,
Nicoleta ROȘU**

**Întocmit,
Marius FLORESCU**

