



AUTORIZAȚIE NR. 75/28.01.2013

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)	S.C. ROMPETROL RAFINARE S.A.	
Forma de organizare a societății	Societate pe acțiuni	
Nr. de înregistrare în Registrul Comerțului	J13/534/1991	
Cod Unic Înregistrare	RO 1860712	
Cont bancar		
Banca	UniCredit Tiriac Bank SA Constanta	
Adresa sediului social	Stradă, număr	B-dul Navodari, nr. 215, Pavilion Administrativ
	Localitate	Navodari
	Județ	Constanta
	Cod poștal	905700



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

Numele instalației/instalațiilor		S.C. ROMPETROL RAFINARE S.A. - punct de lucru Petromidia
Activitatea principală a instalației		Fabricarea produselor obținute prin prelucrarea titeiului
Categoria de activitate/activități din anexa nr. 1		Rafinarea uleiurilor minerale
Codul sub care operatorul a raportat date și informații statistice:		
1.Codul CAEN raportat pentru anul 2007, utilizând clasificarea CAEN rev. 1.1		2320
2.Codul CAEN raportat pentru anul 2010, utilizând clasificarea CAEN rev. 2		1920
Codul de identificare al instalației din Registrul Unic Consolidat al Uniunii Europene		RO-178
Punctul de lucru (amplasament)		Punct de lucru Petromidia
Adresa amplasamentului	Strada, număr	b-dul Navodari, nr. 1-283
	Localitate	Navodari
	Județ	Constanta
	Cod poștal	905700



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

Situția autorizării din punct de vedere al protecției mediului	Tip autorizație	Nr. autorizație	Data emiterii	Emitent	Revizuire (nr. și data)
	Autorizație Integrată de Mediu	26	11.10.2007	ARPM Galati	09.08.2012
	Autorizație de Mediu				
Situția 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			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)

Domeniul de activitate al S.C. ROMPETROL RAFINARE S.A. – Punct de lucru PETROMIDIA îl constituie prelucrarea titeiului și a derivatelor sale (obținerea de benzine, petrol, motorine, gaze, pacura, cocs, sulf, etc) și se încadrează conform Anexei 1 la OUG 152/2005 privind prevenirea și controlul integrat al poluării în categoria: instalații pentru rafinarea titeiului și prelucrarea gazelor – activitatea 1.2, cod CAEN 1920, cod NOSE – P 10508.

Perimetrul societății are următoarele vecinătăți:

- Nord – Lacul Corbu;
- Est – Marea Neagră;
- Sud – Tabăra de copii Navodari;
- Vest – Lacul Tașaul

ROMPETROL RAFINARE SA deține pe amplasamentul său o serie de instalații tehnologice funcționale, independente dar care funcționează interconectat în funcție de procesele de producție, o serie de instalații nefuncționale precum și instalații asociate cu fabricarea produselor (instalații, spații de depozitare, construcții, utilități).

Fluxul tehnologic al rafinării constă în:

1. Fractionarea titeiului brut în benzina, petrol, motorina, distilat de vid și reziduu de vid.
2. Prelucrarea fiecărei fracții în procese de hidrotratare pentru îndepărtarea impurităților.
3. Prelucrarea semifabricatelor în procese catalitice pentru obținerea de produse valoroase.



4. Amestecarea diferitelor componente si prepararea produselor finite, in principal carburanti, benzina si motorina diesel.

Instalatii tehnologice:

1. DAV (Distilare Atmosferica si in Vid) - capacitate 4,900,000 tone/ an (1979)

Are in componenta 2 parti distincte: distilarea atmosferica a titeiului (DA) si distilarea in vid (DV) a rezidiului de distilare atmosferica (pacura).

Distilarea atmosferica consta in separarea titeiului in fractii petroliere definite prin intervalul lor de distilare. Operatia consta in desalinarea titeiului, incalzirea in cuptoarele 100 H1, H2 si fractionarea lui in coloana de distilare atmosferica, produsele rezultate fiind: gaze C2-C5, benzina usoara, benzina grea, petrol, motorina usoara, motorina grea, pacura.

Distilarea in vid are ca scop obtinerea distilatului de vid care, dupa hidrodesulfurare, constituie materia prima a instalatiei de Cracare Catalitica. Procesul consta in incalzirea pacurii si fractionarea ei in conditii de presiune scazuta (vid). Aportul de caldura necesar procesului este furnizat prin arderea gazelor combustibile de rafinarie in cuptorul 100 H3. Arderea gazelor combustibile in cele 3 cuptoare genereaza emisii de CO₂.

2. HB (Hidrofinare Benzina) - capacitate 850,000 tone/an (1983)

3. RC (Reformare Catalitica) - capacitate 500,000 tone/an (1983)

Cele doua instalatii sunt complet integrate, intrucat rolul principal al instalatiei de Hidrofinare Benzina este acela de a pregati materia prima pentru instalatia Reformare Catalitica, prin eliminarea sulfului care constituie principala otrava pentru catalizatorul de reformare.

Instalatia de Hidrofinare Benzina, prelucreaza un amestec de benzina de distilare atmosferica, benzina de cocsare si fractie condensata de la compresorul de Cocsare. Hidrofinarea benzinei este un proces care are loc la temperatura de 300⁰C si presiune de 40 bari. Aducerea materiei prime la conditiile de temperatura cerute de procesul de hidrofinare se realizeaza prin arderea gazelor combustibile produse in Rafinarie, in cuptorul 120 H1. Produsul hidrofinat este stabilizat prin indepartarea fractiei C2-C5. Stabilizarea are loc prin incalzirea benzinei hidrofinite in cuptorul refierbator 120 H2 si splitarea intr-o coloana de fractionare.

In vederea reducerii continutului de benzen in combustibilul auto, benzina hidrofinata si stabilizata este dirijata catre coloana 130 C2, in vederea indepartarii precursorilor de benzen. Aportul de caldura in baza acestei coloane este adus de cuptorul refierbator 130 H5 prin arderea gazelor combustibile.



Instalatia de Reformare Catalitica utilizeaza ca materie prima benzina hidrofinata si are ca scop imbunatatirea cifrei octanice de la 55-56, la 98.

Procesul de reformare este un proces endoterm, are la baza un catalizator de platina-reniu si se realizeaza in trei reactoare succesive. Fiind un proces endoterm, cantitatea de caldura necesara in cele trei reactoare, este furnizata de cuptoarele 130 H1, H2, H3. Benzina reformata este stabilizata prin indepartarea fractiei C2-C5. Stabilizarea are loc prin incalzire in cuptorul refierbator 130 H6 prin arderea gazelor combustibile si ulterior, fractionare in coloana 130 C1. Prin arderea gazelor combustibile sunt generate gaze cu efect de sera, CO₂.

4. HPM (Hidrofinare Petrol-Motorina) - capacitate 920,000 tone/an (1984)

Instalatia are ca scop hidrofinarea unui amestec de petrol si motorine, rezultand combustibil Diesel, cu caracteristici superioare. Ca produse secundare se obtin: o fractie usoara care este trimisa la instalatia Hidrofinare Petrol Reactor si gaze cu hidrogen sulfurat care sunt trimise la instalatia de Desulfurare Gaze si Recuperare Sulf. Procesul de hidrofinare este un proces catalitic ce are loc la temperaturi intre 350 – 400⁰C si presiuni intre 40 – 60 bari. Temperatura de reactie este realizata prin preincalzirea materiei prime in amestec cu hidrogenul, intr-un tren de schimbatoare de caldura si se finalizeaza in cuptorul 122 H1, prin arderea gazelor combustibile. In urma arderii rezulta CO₂, gaz cu efect de sera.

5. HPR (Hidrofinare Petrol Reactor) - capacitate 500,000 tone/an (1984)

In instalatie se hidrofineaza petrolul de distilare atmosferica obtinandu-se combustibil tip Jet A1. Instalatia poate prelucra si un amestec de petrol de distilare atmosferica si motorine, cu obtinere de combustibil Diesel. Ca produs secundar, rezulta o fractie usoara, care este trimisa la Cocsare, gazele cu hidrogen sulfurat fiind trimise la instalatia de desulfurare si recuperare sulf. In oricare din aceste regimuri de functionare, procesul este catalitic si are loc la temperaturi de 340 - 400⁰C, si presiuni de 38 – 40 bari. Temperatura de reactie este realizata prin preincalzirea materiei prime in amestec cu hidrogenul, intr-un tren de schimbatoare de caldura si se desavarseste in cuptorul 121 H1, prin arderea gazelor combustibile, rezultind emisie de CO₂.



6. FG (Fractionare Gaze) - capacitate 200,000 tone/an (1984)

Prelucrarea fractiilor C2-C5 de la HB si RC cu obtinere de C3, iC4, nC4, iC5, nC5.

Gazele produse in Rafinarie si desulfurate in instalatia DGRS, sunt dirijate in vasul de amestec 135V7 din instalatia FG. Aici, acestea se amesteca cu gaz natural si parasesc vasul spre consumatori: instalatiile tehnologice ale Rafinarii, UTM, V1.

7. MTBE (Metilterbutileter) - capacitate 36,000 tone/an (1995)

Eterificarea izo-butenei de CC cu CH₃OH in vederea obtinerii unui produs cu cifra octanica ridicata - MTBE, component pentru aditivarea benzinei auto.

8. HDV (Hidrofinare Distilat de Vid) - capacitate 1,400,000 tone/an (1986)

Motorina grea de distilare atmosferica, distilatele de vid si motorina grea de cocsare sunt supuse unui proces termo-catalitic de hidrodesulfurare, prin care se indeparteaza sulful, azotul si metalele. Produsul obtinut alimenteaza instalatia de Cracare. Catalitica. Procesul de hidrodesulfurare este un proces catalitic. Caldura necesara reactiei se obtine prin arderea gazelor combustibile in cuptoarele 125 H1, H2, rezultind CO₂.

9. Recuperare gaze facla (RGF) - Stocare gaze gazometru 20.000 mc/an (1979)

Instalatia are ca scop colectarea gazelor esapate in sistemul de facla si redarea lor circuitului de gaze combustibile a rafinarii.

Instalatia RGF se compune din urmatoarele sectiuni:

- Evacuare gaze la facla
- Recuperare gaze facla si statia de compresoare
- Recuperare slops
- Vaporizatorul de propan

Instalatia RGF este dimensionata pentru preluarea curenta a esaparilor de gaze, iar in caz de emergenta, gazele ce depasesc capacitatea sistemului de recuperare sunt dirijate spre facele de emergenta (3 turnuri de tip facla cu înălțimea de 115 m, ghidate de structuri metalice: facla de joasa presiune, facla de inalta presiune si facla Cracarii Catalitice).

Faclele sunt echipamente de siguranta prin care se ard gazele de rafinarie care nu pot recuperate in instalatia RGF. Faclele trebuie sa fie permanent pregatite sa arda gazele in timpul situatiilor de avarii sau opriri accidentale ale instalatiilor, cand instalatiile trebuie golite rapid.



10. Fabrica de Hidrogen - capacitate 40,000 Nm³/an (2012)

Hidrogenul se obtine prin reactia de reformare cu abur a gazelor naturale.

Reactia de reformare este puternic endotermă, fiind favorizată termodinamic de temperaturi înalte. Reactia are loc pe un catalizator din nichel în pat fix, formulat special si amplasat în tuburi situate în zona de radiatie a reformerului.

Instalatia de productie a hidrogenului constă în:

- Îndepărtarea mercurului din alimentare si combustibil;
- Amestec materie prima / hidrogen;
- Comprimare amestec materie prima/hidrogen;;
- Îndepărtarea arsenicului si desulfurare;
- Amestec alimentare / abur si reformare;
- Conversie la temperatură înaltă;
- Recuperarea căldurii din gazele de proces;
- Răcirea finală a gazelor de proces;
- Unitatea de purificare a hidrogenului (PSA Unit);
- Comprimarea produsului;
- Sistemul de combustie;
- Sistemul de generare a aburului.

Numărul orelor de functionare pe an: 8650.

Intervalul de timp dintre două opriri planificate: 4 ani.

In Fabrica de H₂, gazul natural este utilizat ca materie prima si combustibil. Reactiile sint endoterme iar cantitatea de caldura necesara producerii lor se obtine prin arderea de gaz natural in reformer. Prin arderea gazului natural se emite in atmosfera CO₂.

Sistemul de abur

In sistemul de recuperare al căldurii, aburul este generat prin recuperarea căldurii din gazul de ardere si gazul de proces. Pentru generarea de abur, cazanul trebuie alimentat cu apă de calitate corespunzătoare cerintelor procesului.

Sistemul de facla pentru Fabrica de Hidrogen

Reprezinta un sistem de directionare a gazelor de la fabrica de hidrogen in cazul unei avarii sau a unei urgente cauzate de functionarea anormala a instalatiei, esapările supapelor de siguranta, gazele fiind preluate de sistemul de facla pentru a fi arse, eliminandu-se astfel pericolul de explozie si poluarea aerului cu hidrocarburi si gaze toxice.

Sistemul de facla pentru Fabrica de Hidrogen este compus din:



- un cos de facla echipat cu cap de facla;
- sisteme de conducte colectoare de la limita instalatiei pana la facla;
- conducta de constructie speciala la limita instalatiei unde se colecteaza picaturile;
- vas de inchidere hidraulica.

11. CX (Cocsare intarziata) - capacitate 1,170,000 tone/an (1985)

Instalatia foloseste ca materie prima reziduul de vid din DV si Motorina II de CC. Procesul de cocsare presupune incalzirea materiei prime la temperatura de 495⁰C cand are loc cracarea termica a materiei prime rezultand: o fractie de motorina grea care merge la Hidrofinare distilat de vid, o fractie de motorina usoara care merge la hidrofinare motorine, o fractie de benzina care merge la Hidrofinare benzina si cocsul de petrol, care se comercializeaza ca atare. Temperatura necesara procesului este realizata in cuptorul 180 H1, pe baza arderii gazelor combustibile din Rafinarie, rezultind CO₂ ce se emite in atmosfera.

12. CC (Cracare Catalitica) - capacitate 1,400,000 tone/an (1983)

Instalatia cuprinde doua sectii: reactie-regenerare catalizatori si concentrare-fractionare gaze. Reactia de cracare se realizeaza in strat fluidizat, cu catalizator zeolitic, cu activitate ridicata. Conversia marita permite obtinerea de benzine cu cifra octanica ridicata si compusi C3-C4. Procesul de cracare catalitica se desfasoara la temperaturi de 525 – 530⁰C. Incalzirea materiei prime pana la temperatura de reactie se realizeaza in cuptorul 138 FH2, unde se ard gaze combustibile produse in Rafinarie. Ca urmare a reactiilor secundare de cracare, o parte din materia prima se transforma in cocs, care se depune pe catalizator. Cocsul depus este ars in regenerator, cu aer furnizat de suflanta de aer, la temperatura de 700 – 740⁰C. Cocsul de pe catalizator este un produs secundar indispensabil pentru functionarea instalatiei. Caldura rezultata prin arderea cocsului in regenerator satisface necesarul de caldura pentru:

- Incalzirea materiei prime pana la temperatura de reactie
- Caldura de reactie a reactiilor de cracare ce au loc in reactor
- Incalzirea aerului de combustie de pe refularea suflantei de aer pana la temperatura din regenerator.
- Compensarea tuturor pierderilor de caldura din proces.

Emisia de CO₂ rezultata in urma arderii cocsului este denumita “emisie de proces”.

COBoiler este un cazan recuperator cu ardere suplimentara, care produce abur de 36 barg.



Gazele produse prin arderea cocsului depus pe catalizatorul de reacție din instalația CC au un potențial termic ce este valorificat în cazanul recuperator. Acesta este prevăzut cu arzătoare suplimentare care funcționează cu gaz combustibil de rafinărie.

În urma arderii gazelor combustibile rezultă CO_2 ce se evacuează în atmosferă.

13. MHC (2012)

Instalația Hidrocracare Blânda (Mild Hydrocracking – MHC) prelucrează un amestec de motorine grele provenite din instalațiile de distilare în vid și cocsare. Ea are ca scop obținerea de motorină Diesel și de reziduu hidrocracat, ce se va prelucra ulterior în instalația de cracare catalitică.

Instalația poate funcționa 8650 ore pe an în regim continuu de funcționare, 3 schimburi pe zi, câte 8 ore pe schimb; capacitatea de proiect a instalației este de 220 m^3/h .

Instalația MHC cuprinde următoarele secții:

- Secția de reacție
- Secția de spălare și comprimare a gazelor
- Secția de stripare
- Secția de fracționare
- Echipamente diverse

Arderea gazelor combustibile se face în cuptoarele 200-H1 (încalzirea amestecului de motorină și hidrogen) și 220-H2 (încalzire amestec produs secția fracționare).

14. DGRS (Desulfurare gaze Recuperare sulf) - (1982/ 2012)

Gazele cu hidrogen sulfurat rezultate în procesele tehnologice din Rafinărie sunt dirijate în instalația Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf. Gazele sunt supuse desulfurării prin absorbția hidrogenului sulfurat în soluție dietanolamină în sistem regenerativ.

Recuperarea sulfului se realizează prin oxidarea hidrogenului sulfurat desorbit din soluția de amină, în instalația Recuperare Sulf. Gazele reziduale cu urme de hidrogen sulfurat, rezultate din proces, sunt dirijate la incinerator unde, hidrogenul sulfurat este transformat în bioxid de sulf. Temperatura necesară arderii este realizată pe baza arderii gazelor combustibile din Rafinărie în incineratoare.

Instalația SRU (Sulphur Recovery Unit - Recuperare Sulf), componenta a Instalației de Desulfurare Gaze și Recuperare Sulf (DGRS), are ca scop:



- utilizarea tehnologiei CLAUS cu cresterea la 99.8% a gradului de recuperare a sulfului din gazul brut de rafinarii, asigurand o scadere a continutului de H₂S in gazele desulfurate introduse in circuitul de gaze de combustie a rafinarii;
- utilizarea tehnologiei SCOT de tratare a gazelor reziduale in vederea incadrarii emisiilor de SO₂ in conformitate cu BAT/BREF.
- cresterea capacitatii de 32,000 tone sulf/ an la 77,000 tone sulf/ an.

Instalația este formată din cinci secții principale și anume:

- Secția Claus
- Secția SCOT (Shell Claus Off-gas Treatment)
- Secția de Regenerare Solvent (SWS)
- Secția de Incinerare
- Secția de Degazare sulf

În secția Claus sulful elementar este recuperat din gazele cu sulf provenite de la secția de Amine, Regeneratorul SCOT și Stripare ape acide.

Procesul din cadrul secției Claus constă dintr-o etapă termică, în care H₂S este parțial ars cu aer, urmată de o etapă catalitică desfășurată în două reactoare Claus în serie.

15. Willacy - Instalatia de prelucrare namol din halda 3 - capacitate max 42,000 m³/an cu doua centrifuge in paralel. (2010)

Colectarea/ sortarea produsului din halda 3 si prelucrarea primara a namolului prin centrifugare.

16. Brichetare cocs de petrol - capacitate max 320,000t brichete/an (2010)

Proces prin care se obtine un combustibil solid (brichete de cocs), cu o putere calorifica mai mare de 6.000 Kcal/Kg, care are la baza cocsul de petrol.

17. Instalatia Azot-Oxigen, Aer comprimat

Unitatea AK (Azot – Kislarod) 1,5 (mărimea instalației = 1500 Nm³/h - 1979), care cuprinde 4 module identice, este destinată obținerii din aer a azotului gazos cu posibilitatea obținerii concomitent a oxigenului gaz, oxigenului lichid sau a azotului lichid.

Unitatea HPN (High Purity Nitrogen) pusa in functiune in 2011, unitatea produce azot de inalta puritate (5 ppm O₂ in azot), la un debit de 3000 Nmc/h, cu un randament superior (42% azot din aer). Capacitatea instalației este de 3000 Nmc/h.

18. Instalatie Epurare ape uzate

Epurarea apelor uzate implică următoarele faze:

- tratament primar – mecano-chimic: deznisipare, separare de produse petroliere, omogenizare, floclulare-coagulare, corecție pH;
- tratament secundar – biologic: denitrificare, nitrificare, decantare secundară
- tratament terțiar – biologic. Efluentul instalației de epurare finală este trecut printr-un iaz biologic, o porțiune plantată cu macrofite care realizează o epurare terțiară naturală avansată înainte de revărsare în Marea Neagră, prin gârla Gura Buhaz.

19. AFPE (Amestec Finisare Produse Expedite)

Instalația are rolul de a depozita produsele rezultate din procesele tehnologice ale instalațiilor din rafinarie și de a le amesteca pentru a rezulta produse finite cu calități mai bune, conform tehnologiilor prescrise.

Tipuri de combustibili și materii prime a caror utilizare generează emisii de gaze cu efect de seră

Bioxidul de carbon este emis în atmosferă ca urmare a activităților desfășurate pe teritoriul Rompetrol Rafinare - punctul de lucru Petromidia. Funcție de modul în care sunt generate, emisiile de CO₂ sunt:

- ✓ E
misii de ardere – generate în urma reacției exoterme a combustibilului cu oxigenul. Combustibilul folosit este:
 - g
 az combustibil (un amestec de gaze produse în rafinarie, desulfurate, și gaz natural);
 - g
 az natural;
- ✓ E
misii de proces – rezultate în urma unor reacții chimice pentru obținerea unui produs. Este cazul obținerii hidrogenului pentru care materia primă folosită este gaz natural, iar din proces rezulta CO₂ (Fabrica de Hidrogen) și a regenerării catalizatorului în instalația de Cracare Catalitică - arderea cocsului de pe catalizator.



Bilant energie termica/electrica la nivelul instalatiei

Rompetrol Rafinare - punct de lucru Petromidia, importa energie termica masurabila de la o instalatie inclusa in ETS (SC Uzina Termoelectrica Midia SA).

Consumul de energie termica masurabila este masurat cu ajutorul unui contor fiscal amplasat pe teritoriul instalatiei ETS. Datele sunt comunicate zilnic dispecerului de productie, acesta introducandu-le in OLA (On Line Analysis).

Rompetrol Rafinare - punct de lucru Petromidia nu este producator de energie electrica. Energia electrică este asigurată pe baza de contract de furnizare a energiei electrice.

Consumul de energie electrică pentru anul 2011 a fost de 261,014 MWh iar consumul de abur din surse externe 977.745 GJ.

Consumul specific de energie primară al rafinării este de 3.03 GJ/ tona de țiței procesat. Adăugand la aceasta consumul de energie electrică și aburul din exterior, rezultă o valoare de referință pentru eficiența energetică a rafinării de 3.93 GJ / tona de țiței procesat.

Consumatorii majori de energie primară:

- Distilare Atmosferica si in Vid - DAV 15 %
- Cracare Catalitica (CO-Boiler) – CC 15.2 %
- Reformare Catalitica - RC 10.5 %.

A.3.2. CATEGORIA ACTIVITĂȚII ȘI INSTALAȚIEI

Rafinarea uleiurilor minerale



A.3.3. CATEGORIA DE ACTIVITATE/ACTIVITĂȚI DIN ANEXA NR. 1 LA PROCEDURĂ

Categoria de activitate din anexa nr. 1 la procedură desfășurată în instalație	Capacitatea proiectată a instalației (tone/zi)	UM ¹	Perioada de funcționare ²	Tipul de produs	Punct de descărcare a emisiilor	Referința pentru punctul de descărcare a emisiilor ³
Rafinarea uleiurilor minerale	13,430	Tone	365 zile*	fractii petroliere	Coș nr. 1-27	C1-C27

A.3.4. Combustibili/Materii prime a căror utilizare generează emisii de gaze cu efect de seră, pentru fiecare tip de activitate din anexa nr. 1 la procedură

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 natural	Arderea combustibililor	CO ₂
	Gaz combustibil de rafinarie	Arderea combustibililor	CO ₂

¹ Se va completa după caz, în tone de produs sau în MW, dacă activitatea desfășurată este cea de ardere a combustibililor în instalații cu putere termică nominală totală de peste 20 MW (cu excepția instalațiilor pentru incinerarea deșeurilor periculoase sau municipale).

² Perioada de funcționare se referă la numărul de zile de funcționare a instalației într-un an, excluzând perioadele de revizie tehnică.

¹¹ Se completează cu referința din schema fluxului tehnologic a activităților desfășurate în instalație.

	Gaz natural - materie prima	Productia de Hidrogen	CO ₂
	Cocs depus pe catalizator	Regenerarea catalizatorului de la Cracare Catalitica	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 verificator 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



emisia 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 modificărilor 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 FĂCĂ**

**Director,
Hortenzia DUMITRIU**

**Șef serviciu,
Nicoleta ROȘU**

**Întocmit,
Marius FLORESCU**

