

Méthode pour les Projets Domestiques

Réduction catalytique du N₂O dans des usines d'acide nitrique

Domaine	Procédés industriels
Type de projet	Réduction du N ₂ O dans les usines d'acide nitrique, grâce à la technologie de réduction secondaire du N ₂ O Réduction du N ₂ O dans les usines d'acide nitrique, grâce à la technologie de réduction tertiaire du N ₂ O

Table des matières

Résumé de la méthode.....	2
1. Applicabilité.....	3
2. Périmètre du projet.....	3
3. Sélection du scénario de référence et additionnalité.....	4
3.1 Sélection du scénario de référence.....	4
3.2 Additionnalité.....	5
4. Facteur repère d'émissions.....	6
4.1. Facteur repère d'émissions.....	6
4.2 Changement de réglementation affectant le facteur repère d'émissions.....	7
4.3 Evaluation des émissions spécifiques du projet pendant une période de vérification.....	7
4.4. Calcul des réductions d'émissions (RE) éligibles aux URE (ERU).....	8
4.5. Recueil et traitement des données	8
5. Date de début de la période de crédits.....	11
6. Paramètres.....	11
7. Méthode de surveillance.....	15
8. Autres.....	16
8.1. Plan de surveillance.....	16
8.2. Modalités de transfert des résultats au Point Focal Désigné.....	17
8.3. Conditions de prise en compte des réductions lors de l'établissement de l'inventaire national.....	17
8.4. Exemple illustrant l'application de la méthode.....	17
9. Protocole relatif à l'installation de catalyseurs tertiaires.....	18

Résumé de la méthode

La première étape du processus de production d'acide nitrique (HNO_3) est l'oxydation de l'ammoniac (NH_3) sur les toiles catalytiques de métal précieux dans le réacteur de l'ammoniac. L'oxyde nitreux (N_2O) est un gaz dérivé produit par la réaction d'oxydation de l'ammoniac, l'ammoniac ne pouvant pas être directement totalement converti en NO . Ce N_2O excédentaire est habituellement rejeté dans l'atmosphère, car il n'est pas commercialisable et n'est pas toxique aux seuils d'émissions habituellement observés dans la fabrication d'acide nitrique.

En faisant appel à une technologie spécifique pour la réduction du N_2O , l'impact sur le changement climatique créé par la production d'acide nitrique peut être sensiblement réduit.

Cette méthode couvre principalement les activités de projets relatives à l'installation de **catalyseurs secondaires** favorisant la réduction de N_2O dans ces réacteurs d'oxydation de l'ammoniac, afin de réduire les émissions de N_2O des ateliers de production d'acide nitrique. Elles se traduisent par la mise en place d'un lit catalytique à l'intérieur du réacteur, juste en-dessous des toiles catalytiques. Ce lit est rempli de manière adéquate d'un catalyseur se présentant sous forme de pastilles. La plupart des molécules de N_2O formées par l'oxydation de l'ammoniac au niveau des toiles catalytiques immédiatement en amont sont séparées par ce catalyseur additionnel en azote (N_2) et en oxygène (O_2), deux éléments essentiels de l'atmosphère terrestre. Des facteurs de réduction des émissions de N_2O supérieurs à 80% peuvent être atteints, et varient en fonction de l'espace disponible pour le lit catalytique additionnel et de la quantité du catalyseur pouvant être mise en place dans ce lit, et en fonction du temps de contact des gaz avec ce catalyseur additionnel, qui est fixé par les conditions de fonctionnement spécifiques de l'atelier de production d'acide nitrique.

Cette méthode est aussi applicable aux activités de réduction de N_2O avec l'aide d'un catalyseur tertiaire, qui est habituellement contenu dans un réacteur de traitement des gaz de queue vers la fin du processus de production. Un agent réducteur (normalement ammoniac ou/et un hydrocarbure) est introduit au dessus du lit de catalyse de destruction du N_2O . Si cette méthode est appliquée aux activités de projet avec un catalyseur tertiaire, des points additionnels, comme la fuite des émissions, seront pris en compte, conformément au protocole annexé à cette méthode.

Au lieu de faire référence aux facteurs d'émissions historiques, établies par la mesure de la quantité de N_2O émise par tonne d'acide nitrique 100% produite – une valeur de référence unique pour l'ensemble des installations de production d'acide nitrique sur le territoire français de $2,5 \text{ kgN}_2\text{O} / \text{tHNO}_3$ sera utilisée en 2009, 2010 et 2011, puis de $1,85 \text{ kgN}_2\text{O} / \text{tHNO}_3$ en 2012. D'ici au 31 décembre 2012, les URE qui seront délivrées aux porteurs de projet seront calculées sur la base de cette valeur de référence, sauf si le facteur d'émissions spécifiques fixé par la réglementation nationale et/ou locale (arrêté préfectoral) applicable lui est inférieur : dans ce cas, le facteur d'émissions spécifique réglementaire sert de base au calcul des URE.

Les nouvelles installations remplaçant d'anciennes unités seront également éligibles à recevoir les URE pour les productions substituées (voir section 4.1, dernier paragraphe).

Pendant toute la durée du projet, les mesures du N_2O et d'autres paramètres sont effectuées de manière continue grâce à la mise en œuvre d'une technologie de mesure automatique installée et entretenue conformément aux normes européennes ou nationales les plus récentes en vigueur (par exemple, la norme européenne EN14181, le standard français AFNOR XP X43-305, ou tout autre standard de mesure considéré acceptable conformément aux conditions fixées pour l'évaluation des émissions d'un atelier dans le but de calculer le montant de la taxe payable sur le N_2O ¹).

De plus, les procédures appropriées d'assurance de qualité seront appliquées pour garantir la qualité et la fiabilité des données mesurées (voir section 6) et l'évaluation des réductions d'émissions obtenues par le projet domestique.

Les réductions d'émissions obtenues par le projet sur n'importe quelle période particulière de la période de crédit du projet sont calculées en soustrayant le facteur d'émissions du projet de la valeur de référence fixée pour chaque année (voir ci-dessus), puis en multipliant le résultat par le nombre de tonnes d'acide nitrique produites sur la période.

¹ Payable conformément à l'article 45 de la Loi de Finances 1999 et l'article 266 nonies du Code des Douanes

1. Applicabilité

Cette méthode est applicable aux activités de projet dans lesquelles un catalyseur réducteur de N₂O est installé dans un atelier d'acide nitrique en France.

Cette méthode n'est pas applicable aux activités de projet qui entraînent l'augmentation des émissions de NO_x.

L'activité de projet n'aura pas pour résultat l'arrêt d'une technologie existante d'abattement ou de destruction de N₂O.

Dans les cas où l'abattement par catalyse tertiaire produirait des émissions de gaz à effet de serre non-N₂O (par exemple avec un catalyseur tertiaire d'abattement de N₂O) un projet pourra être soumis conformément à cette méthode seulement si les émissions des autres gaz à effet de serre non-N₂O sont traitées conformément au protocole annexé à cette méthode.

2. Périmètre du projet

Le projet s'étendra à la totalité des installations et du matériel nécessaires au processus complet de production d'acide nitrique, de l'entrée du brûleur d'ammoniac jusqu'à la cheminée. Ceci s'étend aux compresseurs, aux turbines d'expansion des gaz résiduels et à tout le matériel de réduction de NO_x installé.

Le seul gaz à effet de serre pris en considération dans la mise en place de projets conformément à cette méthode est le N₂O contenu dans le flux de rejets de la cheminée. Seulement en cas d'utilisation d'un catalyseur tertiaire avec injection d'un agent réducteur les porteurs du projet devront prendre en compte les émissions de CO₂ et/ou CH₄.

Les schémas de procédé des différents types d'usines d'acide nitrique (haute, moyenne et basse pression ; simple ou double pression ; constructeur d'installations) peuvent différer considérablement. Par conséquent, le schéma de procédé spécifique des installations devra être joint au Document Descriptif du Projet afin de montrer l'étendue du projet dans la ou les usine(s) d'acide nitrique concernée(s) par l'activité de projet.

	Source	Gaz	Inclus/exclu	Justification/explication
Cas de référence	Facteur repère d'émissions	CO ₂	Exclu	Le projet de réduction du N ₂ O n'entraîne aucune émission de CO ₂ et de CH ₄
		CH ₄ N ₂ O	Exclu Inclus	
Activité de projet	Usine d'acide nitrique (de l'entrée du brûleur à la cheminée)	CO ₂	Exclu	Le projet de réduction du N ₂ O n'entraîne aucune émission de CO ₂ ou de CH ₄
		CH ₄	Exclu	
		N ₂ O	Inclus	
	Emissions de fuite	CO ₂	Exclu	Aucune émission de fuite n'est envisagée
CH ₄		Exclu		
N ₂ O		Exclu		

3. Sélection du scénario de référence et additionnalité

3.1 Sélection du scénario de référence

La sélection du scénario de référence implique l'identification préalable des différents scénarios de référence possibles pour le projet et l'élimination de ceux qui ne sont pas viables.

Cette analyse est effectuée en trois étapes :

Étape 1. Identifier les scénarios de référence techniquement réalisables dans le cadre de l'activité du projet :

La première étape pour déterminer le scénario de référence est l'analyse de toutes les options possibles pour le projet.

Cette analyse inclut le cas "business-as-usual", en considérant les réglementations et les incitations économiques existantes pour déterminer si ce cas correspond à la continuité ou non de la situation actuelle de l'unité de production. Si les réglementations nationales ou locales changeaient pendant la durée de vie du projet, ces changements devront être pris en compte dans la sélection du scénario de référence. Elle inclut également tous les autres scénarios qui pourraient être applicables.

Ces options incluent :

- Continuité du *statu quo*. La continuité de la situation actuelle, où il n'y aurait pas d'installation de technologie de destruction du N₂O, ou où un catalyseur de destruction de N₂O a déjà été partiellement installé pour des essais industriels, mais où le taux d'abattement de ce catalyseur n'a pas été optimisé
- Utilisations alternatives du N₂O, comme :
 - Recyclage du N₂O comme matières premières
 - Utilisation du N₂O en externe
- Installation d'une installation de destruction catalytique non sélective (NSCR)
- Mise en place d'une technologie de destruction primaire, secondaire ou tertiaire du N₂O.

L'analyse doit inclure la mise en place de la technologie de destruction en l'absence de reconnaissance du projet comme projet MOC.

Étape 2. Éliminer les alternatives de scénarios de référence qui ne répondraient pas aux réglementations nationales et locales:

Les obligations réglementaires liées au N₂O doivent être rappelées et comparées avec les résultats des différents scénarios listés à l'étape 1.

Le scénario de référence devra prendre en compte la situation du site vis-à-vis de :

- La législation nationale sur les Installations Classées et les prescriptions de l'Arrêté Préfectoral d'autorisation y compris vis-à-vis des substances autres que le N₂O. Les émissions de NOx seront particulièrement prises en compte dans cette étape
- L'inventaire français des Gaz à Effet de Serre

Étape 3. Éliminer les alternatives de scénarios de référence qui feraient face à des barrières prohibitives (analyse des barrières):

Sur la base des alternatives techniquement réalisables et qui répondent aux réglementations nationales et locales, le porteur du projet doit établir une liste complète des barrières qui empêcheraient aux différentes alternatives d'être réalisables en l'absence de projet MOC.

Les barrières identifiées sont :

- i) Les barrières à l'investissement;
- ii) Les barrières technologiques, entre autres :
 1. Les risques techniques et opérationnels des alternatives;

- 2.L'efficacité technique des alternatives (i.e. la destruction du N₂O, le taux d'abattement);
- 3.Le manque de main d'œuvre qualifiée;
- 4.Le manque d'infrastructures pour mettre en œuvre la technologie;

iii)Les barrières liées aux pratiques dominantes, entre autres :

- 1.Technologie avec laquelle les développeurs de projet ne sont pas familiers;
- 2.Il n'existe aucun projet similaire opérationnel dans la zone géographique considérée;

Cette étape doit démontrer qu'au moins une alternative ne fait pas face à des barrières prohibitives.

3.2 Additionnalité

Pour démontrer concrètement que le projet est additionnel, c'est-à-dire que les résultats du projet en termes d'émissions de N₂O sont différents du scénario de référence, le porteur du projet devra adopter un raisonnement par étapes, conformément à l'Annexe 3 de l'Arrêté du 2 Mars 2007 :

Etape 1

La première étape consiste en l'identification des alternatives réalistes au projet présenté. Pour cela, le porteur du projet résumera les différentes options qui lui restent, après l'analyse de sélection du scénario de référence dans la section 3.1 ci-dessus :

- la mise en œuvre de l'activité de projet (1) ;
- la réalisation d'investissements alternatifs aboutissant à une production comparable de biens ou à une fourniture comparable de services (si encore applicable après l'analyse selon section 3.1 ci-dessus) (2) ;
- la poursuite de la situation préexistante à la mise en œuvre de l'activité de projet proposée (3).

Le demandeur démontrera que l'activité de projet (1) aboutit à des réductions d'émissions de gaz à effet de serre supérieures aux réductions d'émission qui auraient été obtenues dans les scénarii alternatifs (2) et (3).

Le demandeur doit ensuite établir que l'activité de projet ne peut être réalisée :

- soit parce que les incitations économiques existantes à la date du dépôt du dossier sont insuffisantes pour garantir une rentabilité de l'investissement conforme à celle des investissements alternatifs ou le cas échéant aux standards du secteur considéré (étape 2) ;
- soit que seul le produit de la cession des unités de réduction des émissions (URE) permet de surmonter les barrières qui empêchent la réalisation de l'investissement (**étape 3**).

Les étapes 2 et 3 sont alternatives. Le choix de l'étape 3 ne dispense pas de l'obligation prévue au deuxième paragraphe de l'article 10 de l'Arrêté du 2 Mars 2007 (table de financement)

Etape 2

Le demandeur démontre que, en l'absence d'URE, le niveau de rentabilité de l'activité de projet est inférieur à celui des investissements alternatifs.

Il réalise une analyse financière comparant la rentabilité relative de l'activité de projet à celle des investissements alternatifs, en tenant compte de l'impact financier prévisionnel lié au bénéfice des URE.

Il sélectionne l'indicateur financier le plus pertinent pour refléter la rentabilité comparée de l'activité de projet et des investissements alternatifs (taux de rentabilité interne, valeur actuelle nette, ratio coût/bénéfice, coût unitaire du service...), en tenant compte pour chacun des scénarii, de toutes les incitations publiques dont ils peuvent bénéficier (notamment subventions directes, avantages fiscaux...), ainsi que des coûts et bénéfices non marchands dans le cas d'investissements publics. Une analyse de sensibilité est réalisée pour tenir

compte des variations possibles des hypothèses technico-économiques retenues (notamment taux d'actualisation, prix des combustibles fossiles, durée d'amortissement, coût du capital et de la main d'oeuvre...).

Dans le cas particulier des ateliers nitrique, la taxe sur le N₂O, qui ne présente aucune incitation pour les porteurs de projet à mettre en place une technologie de réduction, pourra ne pas être considérée comme une incitation et de fait ne pas être prise en compte dans les calculs de l'indicateur financier.

Par exception :

- les activités de projet pour lesquelles il est démontré que les unités de réduction des émissions constituent une partie majoritaire des recettes attendues sont dispensées des obligations prévues aux paragraphes précédents. Pour ces activités, une analyse simple, détaillant les coûts associés à l'activité et démontrant qu'aucun autre bénéfice important n'est attendu en dehors de la valorisation des URE, suffit ;

- lorsque l'activité de projet et les scénarii alternatifs ne reposent pas sur des niveaux d'investissement comparables, la rentabilité financière de l'activité de projet pourra être comparée à une valeur standard sectorielle correspondant au retour financier attendu du type de projet considéré, eu égard à ses risques spécifiques. Le choix et la justification de cette valeur standard reviennent au demandeur. Le demandeur démontre alors que l'indicateur financier pertinent retenu calculé pour le projet présenté pour agrément a une valeur plus faible que le standard sectoriel de comparaison retenu.

Etape 3

Dans le cas où le demandeur n'opte pas pour l'étape 2, il réalise une analyse complète et documentée des « barrières » de toute nature, en démontrant qu'elles limitent ou empêchent la réalisation à grande échelle de l'activité de projet, notamment :

- les barrières à l'investissement : innovation présentant un risque trop élevé pour attirer les investisseurs en capital ou obtenir un prêt bancaire ;
- Les barrières technologiques : manque de main-d'oeuvre qualifiée, manque d'infrastructures pour mettre en oeuvre la technologie ;
- Les barrières liées aux pratiques dominantes : technologie peu connue des investisseurs, absence de projet similaire dans la zone géographique considérée.

4. Facteur repère d'émissions

4.1. Facteur repère d'émissions

La ligne de base applicable, ou « Facteur Repère d'Emissions », FRE ($E_{f, bm}$) est fixée de la manière suivante pour l'ensemble des installations potentiellement éligibles, quelles que soient leur taille, leurs caractéristiques techniques et leurs niveaux d'émissions de N₂O actuels et historiques:

2009	2010	2011	2012
2,5 kgN ₂ O/tHNO ₃	2,5	2,5	1,85

Plusieurs raisons ont conduit à adopter cette trajectoire de valeurs de référence.

Tout d'abord, si la moyenne des émissions de N₂O des installations françaises de production d'acide nitrique se situe aujourd'hui autour de 6,5kg N₂O/tHNO₃, l'inclusion de l'ensemble des opérateurs dans le marché de quotas européen à compter de 2013 devrait conduire à un abaissement significatif des rejets de N₂O. Le seuil fixé devrait probablement être inférieur aux 1,85kg N₂O/tHNO₃ fixés en 2012 dans le scénario

de référence proposé ci-dessus pour les projets domestiques. L'objectif recherché à travers ce scénario de référence est donc d'accompagner et de faciliter l'adaptation de l'appareil industriel aux futures exigences environnementales européennes de l'après-2012.

En outre, le niveau ambitieux des valeurs de référence retenues évite de pénaliser les entreprises ayant mis en œuvre des actions précoces et est en phase avec la politique développée dans d'autres Etats membres de l'Union européenne.

La ligne de base s'applique également aux cas de remplacement d'anciennes installations par de nouvelles unités. Dans ce cas cependant seules sont prises en compte dans le calcul des URE les réductions d'émission correspondant à la production du nouvel atelier qui s'est substituée aux anciennes installations dont l'activité a été réduite voire arrêtée. La 'production substituée journalière' de l'ancienne installation est définie comme 90% de la capacité de production nominale journalière en tonnes métriques d'acide nitrique concentrée à 100% produite ou à 100% de la production réelle journalière du nouvel atelier si celle-ci est inférieure à 90% de la capacité de production nominale journalière de l'ancienne installation. Sur une période de vérification, la production substituée correspond à la production substituée journalière multipliée par le nombre de jours de la période de vérification.

4.2 Changement de réglementation affectant le facteur repère d'émissions

Si de nouvelles règles nationales et/ou locales sur les émissions de N₂O, basées sur la Directive IPPC, sont introduites pour les usines d'acide nitrique implantées en France qui limitent ou plafonnent effectivement la quantité permise d'émissions de N₂O, ces règles seront comparées au facteur repère d'émissions FRE (EF_{BM}), quelle que soit la manière dont le nouveau niveau réglementaire serait exprimé.

Si la valeur ainsi introduite est inférieure à la valeur repère fixée au 4.1, la nouvelle limite réglementaire nationale et/ou locale se substituera aux valeurs de référence du 4.1. pour le calcul des réductions d'émissions éligibles aux URE.

4.3 Evaluation des émissions spécifiques du projet pendant une période de vérification

Le facteur d'émission du projet est évalué en fonction des mesures de la concentration en N₂O CNGC (NCSG_n), du débit-volume de gaz VGC_n (VSG) et de la quantité d'acide nitrique produite PAN (NAP_n) effectuées au cours de n'importe quelle période pendant laquelle les porteurs du projet auront décidé de procéder à une vérification (la "période de vérification"). Les porteurs du projet décident librement de la période qu'ils souhaitent définir comme période de vérification, tant que les conditions suivantes sont remplies :

- La première période de vérification commence à la date de début de la période de crédit.
- Toute période consécutive de vérification commence à la date de fin de la période de vérification précédente.
- Aucune période de vérification ne peut s'étendre au-delà de la date de fin de la période de crédit.

Pendant la durée de l'activité de projet, la concentration en N₂O et le débit-volume de gaz dans la cheminée de l'usine d'acide nitrique, ainsi que la quantité d'acide nitrique produite, sont établis et un **facteur d'émission du projet FEP_n (EF_n)** peut être fixé à tout moment et pour toute durée.

Les points 4.5.1, 4.5.2 (en partie), 4.5.4 et 4.5.6. appliquent les lignes directrices adoptées par la Commission européenne pour le monitoring et le reporting des émissions de N₂O (Décision 2007/589/CE du 18 juillet 2007 définissant des lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre, conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil et décision 2009/73/CE du 17 décembre 2008 modifiant la décision 2007/589/CE afin d'ajouter des lignes directrices pour la surveillance et la déclaration des émissions de protoxyde d'azote).

Calcul de la valeur du facteur d'émissions spécifique au projet

$$ET_n = VGC \times CNGC \times HF \times 10^{-6} \quad (\text{kg N}_2\text{O})$$

$$[PE_n = VSG \times NCSG \times OH \times 10^{-6} \quad (\text{kg N}_2\text{O})]$$

Où :

$ET_n (PE_n)$ = Emissions totales de N₂O pendant la période de vérification (kg N₂O)

$VGC (VSG)$ = Débit volumique moyen de gaz dans la cheminée pour la période de vérification (Nm³/h)

$CNGC (NCSG)$ = Concentration moyenne de N₂O dans le gaz de la cheminée pendant la période de vérification (mg N₂O / Nm³)

$HF (OH)$ = Nombre d'heures d'exploitation pendant la période de surveillance (h)

Estimation du facteur d'émissions spécifique à la période de vérification en divisant la masse totale de N₂O émis pendant cette période par la production totale d'acide nitrique concentré à 100% de cette même période :

$$FEP_n = ET_n / PAN_n \quad (\text{kg N}_2\text{O} / \text{t HNO}_3)$$

$$[EF_n = PE_n / NAP_n \quad (\text{kg N}_2\text{O} / \text{t HNO}_3)]$$

Où :

$FEP_n (EF_n)$ = Facteur d'émissions spécifique pour la période de vérification (kg N₂O / t HNO₃)

$ET_n (PE_n)$ = Emissions totales de N₂O pendant la période de vérification (kg N₂O)

$PAN_n (NAP_n)$ = Production d'acide nitrique de la période de vérification (t HNO₃).

4.4. Calcul des réductions d'émissions (RE) éligibles aux URE (ERU)

$$URE = (PAN_n \times PRG_{N_2O} \times (FRE - FEP_n) / 1000) \times 0,9 \quad (\text{t CO}_2\text{e})$$

$$[ERU = (NAP_n \times GWP_{N_2O} \times (EF_{bm} - EF_n) / 1000) \times 0,9 \quad (\text{t CO}_2\text{e})]$$

Où :

$FRE (EF_{bm})$ = Valeur d'émission spécifique de référence (kg N₂O / t HNO₃)

$FEP_n (EF_n)$ = Facteur d'émissions calculé pour la période de vérification (kg N₂O / t HNO₃)

$PAN_n (NAP_n)$ = Production d'acide nitrique de la période de vérification ou production substituée pour les unités de remplacement (t HNO₃)

$PRG_{N_2O} (GWP_{N_2O})$ = Pouvoir de Réchauffement Global du N₂O selon le protocole de Kyoto (310 jusqu'à la fin 2012)

Conformément à l'arrêté du 2 Mars 2007, le montant total des unités de réduction des émissions délivrées équivaut à 90 % des émissions de gaz à effet de serre évitées grâce à la mise en œuvre de l'activité du projet (soit la différence entre les émissions correspondant aux valeurs de référence du 4.1 et les émissions obtenues grâce au projet).

4.5. Recueil et traitement des données

Les émissions de N₂O liées à la production d'acide nitrique sont déterminées par mesure continue. Les émissions annuelles totales correspondent à la somme des émissions horaires.

Pendant toute la durée de l'activité de projet, la concentration en N₂O et le débit de gaz dans la cheminée de l'installation de production d'acide nitrique sont mesurés en continu par un système de surveillance. Le système de surveillance doit être installé conformément aux normes européennes ou nationales en vigueur les plus récentes (par exemple, la norme européenne EN14181, le standard français AFNOR XP X43-305, comme applicable, ou tout autre standard de mesure considéré acceptable conformément aux conditions pour l'évaluation des émissions d'un atelier dans le but de calculer le montant de la taxe payable sur le N₂O) et fournira des données distinctes sur la concentration en N₂O et le débit de gaz pendant une période définie (i.e. chaque heure d'exploitation, i.e. une moyenne des valeurs mesurées les 60 dernières minutes). Les porteurs de projet disposent d'un délai de 6 mois à compter de la date de mise en œuvre du projet pour s'équiper des appareils de mesure requis, conformément aux spécifications qui précèdent. Ces investissements devront être programmés dès le démarrage du projet domestique.

4.5.1 Traitement des données en cas de dysfonctionnement du système automatique de mesure

Dans le cas d'un équipement impossible à contrôler ou hors service pendant une partie de l'heure, la moyenne horaire sera calculée au prorata des relevés de données restants pour l'heure considérée. S'il est impossible de calculer une heure de données valides pour un élément de la détermination des émissions, le nombre de relevés de données horaires disponibles étant inférieur à 50 % du nombre maximal, l'heure est considérée comme perdue. Chaque fois qu'il est impossible de calculer une heure de données valide, on calculera des valeurs de substitution conformément aux dispositions ci-dessous.

Données manquantes

Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de données valide pour un ou plusieurs éléments du calcul des émissions du fait que l'équipement est hors contrôle (par exemple dans le cas d'erreurs d'étalonnage ou de problèmes d'interférences) ou hors service, l'exploitant détermine des valeurs de substitution pour chaque heure de données manquante, suivant les indications ci-après.

iv) Concentrations

Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de données valide pour un paramètre mesuré directement en concentration (gaz à effet de serre, O₂, etc.), il est calculé une valeur de substitution C^*_{subst} pour l'heure en question, comme suit:

$$C^*_{subst} = C + \sigma_c$$

avec:

C: moyenne arithmétique de la concentration du paramètre concerné,

σ_c : meilleure estimation de l'écart-type de la concentration du paramètre concerné.

La moyenne arithmétique et l'écart-type sont calculés à la fin de la période d'exploitation sur la base de l'ensemble des données d'émission mesurées pendant cette période.

Le calcul de la moyenne arithmétique et de l'écart-type seront présentés au vérificateur.

ii) Autres paramètres

Lorsqu'il est impossible d'obtenir une heure de donnée valide pour les paramètres qui ne sont pas mesurés directement en concentration, il est calculé des valeurs de substitution en recourant à la méthode du bilan massique ou à la méthode du bilan énergétique. Les autres éléments mesurés entrant dans le calcul des émissions seront utilisés pour la validation des résultats. La méthode du bilan massique ou énergétique et les hypothèses sur lesquelles elle repose seront clairement étayées et présentées au vérificateur avec les résultats calculés.

4.5.2 Traitement des données en cas de dysfonctionnement du système anti-pollution

Pour prendre en compte des problèmes techniques qui pourraient se produire avec le catalyseur, toutes les valeurs de débit-volume de gaz dans la cheminée et de concentration de N₂O enregistrées pendant les périodes où la concentration de N₂O dépassera une valeur de concentration en mg/Nm³ équivalent à 2,5 kgN₂O par tonne d'acide nitrique concentré à 100% (à déterminer par le porteur du projet et à identifier pendant la vérification) seront exclues du calcul du facteur d'émission du projet et aucune URE ne pourra être réclamée pour les heures de fonctionnement et la quantité d'acide nitrique produite correspondantes.

Par ailleurs, si les données manquantes correspondent à une période de défaillance du dispositif antipollution, il convient de partir du principe que les émissions n'ont pas été traitées par le dispositif antipollution pendant l'heure entière considérée et que des valeurs de substitution ont été calculées en conséquence.

4.5.3 Retraitement des données par comparaison avec les valeurs de point de déclenchement

La plupart des installations disposent d'une ou plusieurs valeurs de déclenchement, normalement prédéfinies par le constructeur des installations et précisées dans le manuel d'opération de celles-ci. Habituellement, la température et la pression d'oxydation et le rapport ammoniac / air sont définis. Si ces paramètres spécifiés sont en dehors de la gamme prédéfinie de valeurs de déclenchement, les installations doivent s'arrêter automatiquement.

Par conséquent, toutes les données de concentration de N₂O et de débit-volume de gaz dans la cheminée enregistrées, alors que l'un des paramètres de fonctionnement appropriés sera hors de la gamme prédéfinie de points de déclenchement, devront être automatiquement exclues du calcul des émissions de N₂O du projet. **Le nombre d'heures de fonctionnement, HF (OH), sera réduit en conséquence.**

Pour éviter toute incertitude, les ensembles de données contenant des valeurs hors de la gamme de valeur du point de déclenchement ne devront pas être considérés comme des périodes d'arrêts du SAM (comme défini plus haut dans la section 4.5.1).

Si l'atelier utilise d'autres critères appropriés pour définir son état de fonctionnement, ceux-ci peuvent être alternativement utilisés au lieu de la procédure basée sur les valeurs de point de déclenchement décrite ci-dessus.

4.5.4. Données supplémentaires à suivre

Les données supplémentaires suivantes devront être contrôlées pendant la période de crédit:

- Pour chaque mesure de concentration de N₂O et de débit-volume de gaz dans la cheminée effectuée, les valeurs respectives de température, TO_n (OT_n), et de pression, PO_n (OP_n), d'entrée du brûleur, de débit d'ammoniac (AFR) et de rapport ammoniac / air (AIFR) devront être enregistrées, dans la mesure où ces paramètres sont associés à un point de déclenchement ;
- En outre, le nombre d'heures de fonctionnement, HF (OH), après l'application de la procédure précisée dans les sections 4.5.1 à 4.5.3, ainsi que la production d'acide nitrique en sortie, PAN_n (NAP_n), est exigé pour le calcul des émissions du projet.

4.5.5. Application des facteurs de correction liés aux instruments / élimination des valeurs non vraisemblables

Dans le cas où les participants au projet sélectionnent un standard de mesure qui exige l'établissement d'une courbe d'étalonnage (par exemple, EN14181), les facteurs de correction dérivés de cette courbe d'étalonnage (par exemple le test QAL2 pour la norme EN14181), doivent être appliqués à la fois au débit-volume de gaz dans la cheminée et à la concentration de N₂O, sauf si ceux-ci ont déjà été automatiquement appliqués aux données brutes enregistrées par le système de stockage de données des installations.

Pour tous les ensembles de données N₂O, un test de vraisemblance est effectué. Tous les ensembles de données contenant des valeurs invraisemblables sont éliminés.

Les données erronées (ex. temps d'arrêt ou dysfonctionnement) et les valeurs extrêmes sont automatiquement éliminées des données de sortie par le système de surveillance :

- (a) Calcul de la moyenne de l'échantillon (x) ;
- (b) Calcul de(s) l'écart(s) type(s) de l'échantillon ;
- (c) Calcul de l'intervalle de confiance de 95% (égal à 1,96 fois l'écart type) ;
- (d) Elimination de toutes les données se trouvant en dehors de l'intervalle de confiance de 95% ;
- (e) Calcul de la nouvelle moyenne de l'échantillon à partir des valeurs restantes.

4.5.6. Incertitude totale autorisée

Pour chaque source d'émission, l'incertitude totale associée à la moyenne horaire annuelle des émissions doit être inférieure à $\pm 7,5\%$. Le niveau immédiatement inférieur et maximal autorisé, soit 10%, ne pourra être appliqué que s'il est prouvé, à la satisfaction de l'autorité compétente, que l'application du niveau de 7,5% est techniquement impossible ou qu'elle entraînerait des coûts excessifs.

Si l'incertitude totale constatée est supérieure à l'incertitude autorisée, les émissions spécifiques du projet sont augmentées de la différence entre le taux d'incertitude constatée et le taux d'incertitude autorisée.

Exemple:

taux d'incertitude totale autorisée: 7,5%

taux d'incertitude totale constatée: 10%

Les émissions totales de N₂O pendant la période de vérification sont augmentées de 2,5% (10%-7,5%).

5. Date de début de la période de crédits

Sous réserve de la délivrance de la lettre officielle d'agrément du projet par l'Etat, la période de comptabilisation des réductions d'émissions générées par le projet par rapport au scénario de référence débute au plus tard deux mois à compter de la réception par l'Autorité Nationale Désignée du dossier complet de demande d'agrément.

6. Paramètres

Tous les paramètres concernant le projet devront respecter le format suivant:

Facteurs par défaut

Paramètre	Pouvoir de Réchauffement Globale du N ₂ O selon le protocole de Kyoto
Symbole	PRG _{N₂O} (GWP _{N₂O})
Unité	t CO ₂ e / t N ₂ O
Source	Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers and Technical Summary of the Working Group I Report, page 22.
Procédures de mesure	
Valeur/autres remarques	310 jusqu'à 2012 et 298 du 1 janvier 2013. À condition des révisions conformément à l'art. 5 du protocole de Kyoto.

Paramètre	Facteur repère d'émissions
Unité	kgN ₂ O/tHNO ₃
Valeur	2,5 en 2009 2010 2011 et 1,85 en 2012
Autres remarques	À condition des révisions à cause de nouvelle réglementation d'émissions de N ₂ O (EFreg)

Paramètres du projet

Donnée/paramètre	P.1- CNGC (NCSG)
Unité de la donnée	mgN ₂ O/Nm ³ (convertie, si elle est en ppm)
Description	Concentration en N ₂ O dans le gaz de la cheminée
Source de la donnée	Analyseur de N ₂ O (un composant du SAM)
Procédures de mesure	Automatique
Fréquence de contrôle	Valeur moyenne horaire basée sur une mesure continue
Procédures AQ/CQ	Le SAM fait l'objet de vérifications et d'étalonnages réguliers effectués selon les recommandations du vendeur et conformément à la norme EN14181 ou à la norme AFNOR XP X43-305 ou à tout autre standard approprié selon section 6 ci-dessous
Autres remarques	

Donnée/paramètre	P.2 – VGC (VSG)
Unité de la donnée	Nm ³ /h
Description	Débit volumique du gaz de la cheminée
Source de la donnée	Débitmètre pour les gaz (un composant du SAM)
Procédures de mesure	Contrôlé si applicable
Fréquence de contrôle	Valeur moyenne horaire basée sur une mesure continue.
Procédures AQ/CQ	Le SAM fait l'objet de vérifications et d'étalonnages réguliers effectués selon les recommandations du vendeur et conformément à la norme EN14181 ou à la norme AFNOR XP X43-305 ou à tout autre standard approprié selon section 6 ci-dessous
Autres remarques	Les données fournies par le débitmètre seront traitées par un logiciel informatique approprié et corrigées pour les conditions standard (273 °K, 1013 hPa) en utilisant les données de TGC (TSG) (P.10) et de PGC (PSG) (P.11).

Donnée/paramètre	P.3 – ETn (PEn)
Unité de la donnée	Kg N ₂ O
Description	Émissions de N ₂ O pendant la période de vérification du projet n.
Source de la donnée	Calculées à partir des données mesurées
Procédures de mesure	Valeur calculée par la formule suivante: $VGC \times CNGC \times HF \times 10^{-6}$ $[VSG \times NCSG \times OH \times 10^{-6}]$
Fréquence de contrôle	Calculée pour la période de vérification
Procédures AQ/CQ	
Autres remarques	

Donnée/paramètre	P.4 – HF (OH)
Unité de la donnée	h
Description	Nombre d'heures d'exploitation pendant la période de surveillance
Source de la donnée	Journal de production
Procédures de mesure	Contrôlé
Fréquence de contrôle	Continue

Procédures AQ/CQ	
Autres remarques	Le responsable de l'usine enregistre continuellement les heures de fonctionnement des installations. Cette valeur peut être modifiée en fonction des points 4.5.1 à 4.5.3

Donnée/paramètre	P.5 – PAN_n (NAP_n)
Unité de la donnée	tHNO ₃
Description	Tonnes d'acide nitrique concentré à 100% produite
Source de la donnée	Journal de production, mesure de débit, mesures du niveau d'acide dans la cuve de stockage, ou autres méthodes appropriées.
Procédures de mesure	Contrôlé si applicable
Fréquence de contrôle	Continuellement pendant toute la période de vérification.
Procédures AQ/CQ	Vérifié à chaque maintenance périodique des installations, conformément aux conditions de l'assurance de qualité correspondantes.
Autres remarques	

Donnée/paramètre	P.6 - TO_h (OT_h)
Unité de la donnée	°C
Description	Température d'oxydation dans le réacteur d'oxydation de l'ammoniac (AOR).
Source de la donnée	Thermocouples à l'intérieur de l'AOR.
Procédures de mesure	Contrôlé, si applicable
Fréquence de contrôle	Valeur moyenne horaire basée sur une mesure continue.
Procédures AQ/CQ	Vérifié à chaque maintenance périodique des installations, conformément aux conditions de l'assurance de qualité correspondantes.
Autres remarques	Fait seulement partie des procédures de mesure, si elle est un paramètre de déclenchement des installations

Donnée/paramètre	P.7 - PO_h (OP_h)
Unité de la donnée	bar
Description	Pression dans le réacteur d'oxydation de l'ammoniac (AOR).
Source de la donnée	Sonde de pression à l'entrée du brûleur.
Procédures de mesure	Mesuré, si applicable
Fréquence de contrôle	Valeur moyenne horaire basée sur une mesure continue.
Procédures AQ/CQ	Vérifié à chaque maintenance périodique des installations, conformément aux conditions de l'assurance de qualité correspondantes.
Autres remarques	Fait seulement partie des procédures de mesure, si elle est un paramètre de déclenchement des installations

Donnée/paramètre	P.8 - AFR
Unité de la donnée	kgNH ₃ /h
Description	Débit d'ammoniac à l'entrée du réacteur d'oxydation (AOR)
Source de la donnée	Débitmètre ammoniac.

Procédures de mesure	Contrôlé, si applicable (voir remarques).
Fréquence de contrôle	Valeur moyenne horaire basée sur une mesure continue.
Procédures AQ/CQ	Vérifié à chaque maintenance périodique des installations, conformément aux conditions de l'assurance de qualité correspondantes.
Autres remarques	Fait seulement partie des procédures de mesure, si elle est un paramètre de déclenchement des installations

Donnée/paramètre	P.9 - <i>AIFR</i>
Unité de la donnée	%
Description	Rapport ammoniac/air à l'entrée du réacteur d'oxydation (AOR)
Source de la donnée	Débitmètre pour l'ammoniac et l'air
Procédures de mesure	Contrôlé, si applicable (voir remarques) et calculé
Fréquence de contrôle	Valeur moyenne horaire basée sur une mesure continue.
Procédures AQ/CQ	Vérifié à chaque maintenance périodique des installations, conformément aux conditions de l'assurance de qualité correspondantes.
Autres remarques	Fait seulement partie des procédures de mesure, si elle est un paramètre de déclenchement des installations

Donnée/paramètre	P.10 – <i>TGC (TSG)</i>
Unité de la donnée	°C
Description	Température du gaz dans la cheminée
Source de la donnée	Sonde (incorporée dans le débitmètre de gaz du SAM).
Procédures de mesure	Contrôlé
Fréquence de contrôle	Valeur moyenne horaire basée sur une mesure continue.
Procédures AQ/CQ	Le SAM fait l'objet de vérifications et d'étalonnages réguliers effectués selon les recommandations du vendeur et conformément à la norme EN14181 ou à la norme AFNOR XP X43-305 ou à tout autre standard approprié selon section 6 ci-dessous
Autres remarques	Peut ne pas être mesurée, si le SAM / le système de stockage de données ajuste automatiquement les mesures de débit aux conditions standard, ou si la mesure de VGC (VSG) est basée sur un calcul de balance de masse

Donnée/paramètre	P.11 – <i>PGC (PSG)</i>
Unité de la donnée	Pa
Description	Pression du gaz dans la cheminée
Source de la donnée	Sonde (incorporée dans le débit-mètre de gaz du SAM)
Procédures de mesure	Contrôlé. Une valeur par défaut sera appliquée en cas de faibles variations des conditions de pression dans la cheminée. La valeur par défaut peut être déterminée pendant, par exemple, l'audit QAL2 de la norme EN14181
Fréquence de contrôle	Valeur moyenne horaire basée sur une mesure continue.
Procédures AQ/CQ	Le SAM fait l'objet de vérifications et d'étalonnages réguliers effectués selon les recommandations du vendeur et conformément à la norme EN14181 ou à la norme AFNOR XP X43-305 ou à tout autre standard approprié selon section 6 ci-dessous
Autres remarques	Peut ne pas être mesurée, si le SAM / le système de stockage de données ajuste

	automatiquement les mesures de débit aux conditions standard, ou si la mesure de VGC (VSG) est basée sur un calcul de balance de masse
--	--

Donnée/paramètre	P.12 – FEP_n (EF_n)
Unité de la donnée	kgN ₂ O / tHNO ₃
Description	Facteur d'émissions calculé pour une période de vérification
Source de la donnée	Calculé à partir des données mesurées, après procédure d'élimination statistique.
Procédures de mesure	Estimation du facteur d'émissions spécifique à la période de vérification du projet en divisant la masse totale de N ₂ O émis pendant cette période par la production totale d'acide nitrique concentré à 100% de cette même période : $FEP_n = ET_n / PAN_n$ (kg N ₂ O / t HNO ₃) $[EF_n = PEN / NAP_n$ (kg N ₂ O / t HNO ₃)
Fréquence de contrôle	Pour chaque période de vérification
Procédures AQ/CQ	
Autres remarques	

Donnée/paramètre	P.13 - EFreg
Unité de la donnée	kgN ₂ O/tHNO ₃ (convertie si nécessaire)
Description	Plafond d'émissions (ou autre forme de limite) de N ₂ O pour la production d'acide nitrique, défini par la réglementation gouvernementale ou locale.
Source de la donnée	Loi française sur l'environnement
Procédures de mesure	
Fréquence de contrôle	Continu
Procédures AQ/CQ	
Autres remarques	Mesure continue pendant toute la période de crédit.

7. Méthode de surveillance

Cette méthode exige la collecte des données d'émissions de N₂O et, dans la mesure où des valeurs de point de déclenchement ont été prédéfinies pour les installations, la mesure de la température et la pression à l'entrée du brûleur, des débits d'ammoniac et d'air entrant dans le brûleur d'ammoniac pendant la durée de vie du projet.

La précision des résultats de mesure des émissions de N₂O sera assurée par l'installation d'un système de mesure respectant les meilleures pratiques industrielles ou normes de contrôle en vigueur, en termes de fonctionnement, d'entretien et d'étalonnage. Le choix et le fonctionnement du système de mesure seront exécutés conformément aux normes européennes ou nationales en vigueur les plus récentes (par exemple, EN14181, AFNOR XP X43-305, ou tout autre standard de mesure considéré acceptable conformément aux conditions pour l'évaluation des émissions d'un atelier dans le but de calculer le montant de la taxe payable sur le N₂O,).

Si le porteur du projet choisit un standard de mesure autre que ceux qui sont habituellement utilisés pour l'évaluation de la taxe payable sur le N₂O, un Système Automatique de Mesure (SAM) doit être constitué des principaux éléments suivants :

- Un analyseur automatique de gaz qui mesurera en continu la concentration en N₂O dans le gaz résiduel de l'atelier d'acide nitrique et

- Un débitmètre à gaz à pression différentielle, à ultrasons ou utilisant toute autre technologie de précision comparable pour contrôler en continu le débit-volume, la température et la pression du gaz résiduel de l'atelier d'acide nitrique.

Si la technologie de pression différentielle est utilisée, l'échantillonnage sera effectué en continu à l'aide d'un tube d'échantillonnage multipoints qui sera adapté à la largeur et à la hauteur spécifiques du conduit de gaz résiduel, et à la vitesse attendue du gaz résiduel. La température et la pression du gaz résiduel seront aussi mesurées en continu et utilisées pour le calcul du débit-volume de gaz dans des conditions normales. Ce calcul pourra être effectué automatiquement par le SAM ou par le système d'acquisition des données. Dans le cas où il n'y aurait que peu de variation dans les conditions de pression dans la cheminée, une valeur par défaut de pression pourra être appliquée. Cette valeur défaut pourra être calculée par exemple pendant l'audit QAL 2, de la norme EN14181 (si celle-ci est utilisée)

Des vérifications de routine et des étalonnages périodiques conformes aux recommandations du constructeur devront être effectués. Il est recommandé de conserver sur le site un stock des principales pièces détachées, afin de garantir des résultats optimaux. Entretien et maintenance réguliers (par exemple, hebdomadaires ou mensuels, conformément aux spécifications du vendeur du SAM) devront être effectués par l'utilisateur. Le constructeur ou son dépositaire agréé pourront effectuer un entretien annuel, dans le cas où cet entretien ne peut pas être effectué par le personnel de l'atelier lui-même.

Pour la sélection des meilleurs points de mesure, les éléments suivants doivent être pris en compte: température du gaz inférieure à 300°C (N₂O inerte), garantie d'homogénéité du débit-volume du gaz aux points de mesure dans l'ensemble du diamètre, en termes de vitesse et de composition du gaz, turbulences potentielles dans le flux de gaz (par exemple contre les parois de la cheminée). Si des non-homogénéités existent, la mesure du débit de gaz devra être effectuée à l'aide d'instruments de mesure spécifiques, qui réduisent les incertitudes et les non-homogénéités (par exemple sondes multiples permettant une mesure représentative du flux de gaz dans tout le diamètre de la cheminée). Il est recommandé de placer les points de mesure dans des endroits d'accès facile, derrière la turbine d'expansion du gaz, là où les flux de gaz sont homogènes.

8. Autres

8.1. Plan de surveillance

Le demandeur du projet doit établir un « Plan de surveillance », précisant les diverses responsabilités du personnel de l'usine, les procédures utilisées pour la formation du personnel et la vérification des paramètres pertinents du projet. Ces procédures devront être incorporées au système d'assurance-qualité du site.

Tous les paramètres du projet devront être collectés et présentés dans un tableau comme celui-ci :

Paramètre	Symbole	Unité	Source du paramètre	Mesuré, calculé ou estimé	Fréquence de la mesure	Type et durée d'archivage du paramètre

8.2. Modalités de transfert des résultats au Point Focal Désigné

Le dossier initial de demande d'agrément comporte notamment l'engagement du demandeur de faire vérifier par un expert indépendant accrédité par le Comité de supervision de la MOC ou le Conseil exécutif du MDP la réduction effective des émissions résultant de l'activité de projet et précisant les dates prévisionnelles de remise au Ministre en charge de l'environnement des rapports de vérification des réductions effectives des émissions et de demande de délivrance des URE.

8.3. Conditions de prise en compte des réductions lors de l'établissement de l'inventaire national

Pour que les émissions de N₂O d'un projet de ce type puissent être comptabilisées spécifiquement dans l'inventaire national d'émission de polluants atmosphériques et donc prendre en compte les réductions réelles apportées par le projet, les conditions suivantes doivent être respectées :

Les émissions de l'activité relative au projet doivent être prises en compte dans la catégorie 2B3 du CRF. Les émissions du projet doivent (selon les catégories de sources et les fuites associées) :

- Soit être prises automatiquement en compte dans l'inventaire (par exemple, par le biais de statistiques nationales sur l'énergie, la production, etc.),
- Soit être prises spécifiquement en compte (par exemple par le biais de données spécifiques déclarées annuellement à l'administration).

Pour la période suivant la mise en œuvre du projet, les informations suivantes doivent être disponibles:

- les émissions différenciées de N₂O non détruites (par composé),
- le niveau de production annuelle (information demandée par les Nations-Unies).

En tout état de cause, sauf à ne porter que sur des sources dont les émissions sont déterminées par des méthodes déjà agréées, la compatibilité de la méthode avec l'inventaire national devra faire l'objet d'une confirmation par l'intermédiaire de l'organisme chargé des inventaires d'émission.

8.4. Exemple illustrant l'application de la méthode

Annexe 1 : Document Descriptif du Projet pour l'atelier d'acide nitrique à YARA Ambès

9. Protocole relatif à l'installation de catalyseurs tertiaires

Prévisions des émissions du projet après l'installation d'une catalyse tertiaire pour la réduction de N₂O

Habituellement, une catalyse tertiaire d'abattement du N₂O est couplée avec une catalyse DeNOx dans un réacteur unique comprenant 2 lits catalytiques - un lit par catalyseur. Il y a 2 types de combinaisons possibles de traitement des gaz de queue dans 2 lits catalytiques séparés : i) de faire dans le 1^{er} lit l'abattement DeNOx, puis l'abattement DeN₂O, ou ii) de faire en 1^{er} l'abattement N₂O puis le traitement DeNOx. Chacune de ces étapes peut nécessiter l'injection d'ammoniac ou/et aussi d'hydrocarbures (LPG, GN ou butane).

Les émissions correspondant à l'opération du système de destruction du N₂O proviennent: (1) des émissions générées par l'injection d'ammoniac en amont, et (2) des émissions générées par l'injection d'hydrocarbures au traitement catalytique d'abattement du N₂O. Le chapitre ci-après ne s'applique qu'aux projets pour lesquels des injections d'ammoniac et/ou d'hydrocarbures est nécessaire pour le traitement catalytique dans la partie d'abattement du N₂O et il ne doit pas s'appliquer si les injections d'ammoniac et /ou d'hydrocarbures sont uniquement nécessaires pour le traitement catalytique d'abattement des NOx ;

$$PEDF,n = PENH3,n + PEHC,n$$

Avec :

PEDF,n = Emissions générées par l'opération du système d'abattement de N₂O pendant la période de vérification n (tCO₂e)

PENH3,n = Emissions générées par l'injection d'ammoniac pour l'opération du système d'abattement N₂O pendant la période de vérification n (tCO₂e)

PEHC,n = Emissions générées par l'injection d'hydrocarbures pour les opérations d'abattement N₂O et/ou de réchauffage des gaz de queue pendant la période de vérification n (tCO₂e)

Aucune émission provenant de l'utilisation d'ammoniac et /ou d'hydrocarbures pour les opérations d'abattement des NOx ne doit être prise en compte dans le projet.

Ammoniac injecté dans l'installation pour l'abattement du N₂O:

Les émissions générées provenant de la production d'ammoniac pendant le projet seront calculées comme suit :

$$PENH3,n = QNH3,n \times EFNH3$$

avec :

PENH3,n = Emissions générées par l'injection d'ammoniac pour les opérations d'abattement N₂O pendant la période de vérification n (tCO₂e)

QNH3,n = Quantité d'ammoniac injecté pour les opérations d'abattement N₂O pendant la période de Vérification n

EFNH3, = Facteur d'émissions de gaz à effet de serre de la production d'ammoniac (tCO₂e/tNH₃)

Nota : L'ajout d'ammoniac pour la réduction des NOx ne génère pas d'autres émissions de gaz à effet de serre, que celles dues à la production d'ammoniac. Si un facteur d'émissions spécifique pour l'ammoniac utilisé dans le projet n'est pas connu, un facteur d'émission de 2.14 tCO₂e/tNH₃ devra être utilisé.

Injection d'hydrocarbures dans le système de destruction du N₂O :

Les hydrocarbures peuvent être utilisés comme agent réducteur et /ou pour réchauffer le gaz de queue à fin d'améliorer l'efficacité catalytique de réduction du N₂O. Dans ce cas les hydrocarbures sont principalement transformés en CO₂ (*HCEC,y*), un peu de méthane résiduel n'étant pas converti en CO₂ (*HCENC,y*).

La fraction des hydrocarbures convertis est OXIDHC.

$$PEHC,n = HCEC,n + HCENC,n$$

Avec :

$PEHC,n$ = Emissions générées par l'injection d'hydrocarbures pour les opérations de réchauffage et /ou d'abattement N_2O pendant la période de vérification n (tCO₂e)

$HCEC,n$ = Emissions générées par les hydrocarbures convertis pendant la période de vérification n (tCO₂)

$HCENC,n$ = Emissions de méthane pendant la période de vérification n (tCO₂e)

La consommation d'hydrocarbures doit être enregistrée par des instruments de mesure adaptés ou calculée de manière appropriée :

Pour calculer les émissions de gaz à effet de serre dues aux hydrocarbures convertis et non convertis, les formules suivantes sont utilisées :

$$HCE_{NC,n} = \rho_{CH_4} * Q_{CH_4,n} * GWP_{CH_4} * (1 - OXID_{CH_4}/100)$$

Avec :

$HCE_{NC,n}$ = Emissions de Méthane pendant la période de vérification n (tCO₂e)

ρ_{CH_4} = Méthane densité (t/m³)

$Q_{CH_4,n}$ = Quantité de Méthane utilisée pendant la Période de Vérification n (m³)

GWP_{CH_4} = pouvoir de réchauffement globale du gaz du méthane (PRG = 21)

$OXID_{CH_4}$ = Facteur d'oxydation du méthane (%)

$$HCE_{C,n} = \rho_{HC} * Q_{HC,n} * OXID_{HC}/100 + \rho_{CH_4} * Q_{CH_4,n} * OXID_{CH_4}/100$$

Avec :

$HCE_{C,n}$ = émissions des hydrocarbures convertis pendant la période de vérification ,n (tCO₂e)

ρ_{HC} = Hydrocarbure densité (t/m³)

$Q_{HC,y}$ = Quantité d'hydrocarbures (tCO₂/t HC), ayant 2 ou plus atomes de carbone par molécule injectée pendant la période de vérification (m³)

$OXID_{HC}$ = Facteur d'oxydation (%) des hydrocarbures ayant 2 ou plus atomes de carbone par molécule

EF_{HC} = Facteur d'émission carbone des hydrocarbures (tCO₂/t HC), ayant 2 ou plus atomes de carbone par molécule

Le facteur d'émission CO₂ des hydrocarbures est donné par le poids moléculaire et la réaction chimique de conversion des hydrocarbures (si le CH₄ est utilisé comme hydrocarbure, chaque tonne convertie de CH₄ génère 44/16 T CO₂, donc le facteur d'émission est 2,75).

Détermination du taux de conversion des hydrocarbures

Les hydrocarbures peuvent être utilisés comme agents réducteurs et /ou pour réchauffer les gaz de queue. Dans le cas d'hydrocarbures avec un seul atome de carbone (CH₄), les hydrocarbures sont principalement transformés en CO₂, une partie restant sous forme méthane.

Les agents réducteurs hydrocarbures avec 2 ou plus atomes de carbone dans la molécule sont totalement convertis en H₂O, CO et CO₂.

Si le méthane (CH₄) est présent dans l'agent réducteur et /ou pour réchauffer les gaz de queue, une partie non convertie dans le système est émise à l'atmosphère. La partie de méthane non convertie dépend des quantités de méthane injectées dans le réacteur, de la température du réacteur et de la quantité de catalyseur.

Pour mesurer la fraction de méthane non convertie, un analyseur supplémentaire est nécessaire. Si le coût spécifique de cet analyseur de CH₄ n'est pas jugé déraisonnable, la méthodologie recommande l'installation de cet analyseur. Si le coût spécifique de cet analyseur est jugé non raisonnable, des estimations

conservatrices du méthane non converti doivent être faites en utilisant la méthode MDP AM0028, dans sa version la plus récente comme guide.

Les Fuites

Dans certains cas, notamment si l'abattement du N₂O dans les gaz de queue est réalisé par modification d'une unité déjà existante, le bilan énergétique de l'atelier doit être modifié pour atteindre un niveau de température des gaz de queue suffisant pour l'abattement du N₂O. Si cet apport de chaleur n'est pas récupéré en aval de l'installation de destruction du N₂O, alors il peut avoir des émissions de fuite dues à l'apport complémentaire d'énergie non récupéré.

S'il est possible de montrer que la température des gaz de queue après le système de destruction du N₂O est équivalente / similaire à ce qu'elle serait pour une unité d'acide nitrique équivalente sans installation de destruction du N₂O, alors il est reconnu qu'aucune fuite n'existe. Pour repère, la température habituelle des gaz de queue après la récupération finale de chaleur dans des ateliers d'acide nitrique est entre 70 et 170°C. Par conséquent, il est admis qu'il n'y a des émissions de fuite que si la température finale est en moyenne supérieure à 170°C.

Si la température habituelle des gaz de queue après la récupération finale de chaleur est supérieure à 170°C, alors il est supposé qu'il y a des émissions de fuite. Dans ce cas le chapitre ci dessous « évaluation des fuites » doit être appliqué.

Réduction des émissions

Les réductions d'émissions ER_n du projet pendant la période de vérification n , est la différence entre le facteur repère d'émission (EF_{BM}), et le facteur d'émission du projet (EF_n), calculées comme suit :

$$ER_n = ((EF_n - EF_{BM}) * NAP * GWP) - LEn$$

Avec:

ER_n = Réduction des émissions pendant la période de vérification n (tCO₂e)

EF_n = Facteur d'émission pendant la période de vérification n (kgN₂O/tHNO₃)

EF_{BM} = Facteur repère d'émission (kgN₂O/tHNO₃)

LEn = Emissions de fuite pendant la période de vérification n (tCO₂e)

Évaluation des fuites

Chaque technologie de réduction du N₂O a un fonctionnement meilleur dans une plage donnée de température des gaz de queue.

Selon les conditions opératoires, le réchauffage des gaz de queue peut être nécessaire en amont des installations de destruction. La bonne température des gaz de queue à l'entrée du système de destruction du N₂O peut être obtenue soit par apport d'énergie par une source extérieure (échangeur de chaleur additionnel) ou par ajustement des flux internes d'énergie. Autrement dit, l'augmentation de température des gaz de queue à l'entrée du système de destruction du N₂O peut nécessiter un apport d'énergie extérieure, mais cet apport additionnel d'énergie peut être récupéré avant le rejet final des gaz de queue à l'atmosphère (turbine sur les gaz de queue produisant de l'électricité, énergie cinétique ou autre).

Sous condition qu'une récupération d'énergie (turbine sur gaz de queue) soit installée avant la cheminée, l'installation de destruction du N₂O ne va pas augmenter de manière significative la consommation d'énergie de l'atelier d'acide nitrique et alors aucune fuite n'est attendue.

Les émissions de fuite ne nécessitent d'être analysées que si le projet n'inclut pas une récupération d'énergie sur les gaz de queue. S'il n'y a pas d'installation finale de récupération d'énergie, les fuites sont calculées comme suit:

$$LEn = LEs,n + LETGU,n + LETGH,n$$

Avec:

LEn = Emissions de fuite pendant la période de vérification n (tCO₂e)

LEs,n = Emissions dues à la variation nette de la quantité de vapeur exportée (tCO₂e)

Les ateliers d'acide nitrique sont toujours intégrés dans un site industriel (par ex. avec des ateliers d'ammoniac et de nitrate d'ammonium). Comme ça, l'énergie de l'atelier, sous forme de vapeur, peut être transférée aux autres ateliers sur le même site. Si la quantité de vapeur 'exportée' aux autres installations est réduite, comme résultat du besoin d'énergie additionnelle pour réchauffer les gaz de queue à l'atelier du projet, les autres installations doivent faire venir cette énergie d'une autre source, créant, comme conséquence, des potentielles émissions de fuites.

$LETGU,n$ = Emissions dues à la variation nette de quantité de gaz de queue utilisée (tCO₂e)

Une variation nette de l'utilisation des gaz de queue peut se produire dans le cas où un système de N₂O tertiaire est installé après la turbine d'expansion de gaz de queue/unité de récupération d'énergie et où il n'y a pas de récupération additionnelle d'énergie en aval du catalyseur tertiaire. Pour fournir l'énergie additionnelle nécessaire pour réchauffer les gaz de queue avant le système d'abattement de N₂O, une quantité plus petite des gaz de queue serait récupérée et utilisée par la turbine d'expansion de gaz directement en amont. En vue du fait que l'énergie additionnelle, nécessaire pour le fonctionnement du système de-N₂O, ne sera pas récupérée par la suite, ça entraînerait une variation de l'utilisation des gaz de queue.

$LETGH,n$ = Emissions dues à la variation nette de chauffage des gaz de queue (tCO₂e)

Les émissions produites comme résultat de l'utilisation d'énergie additionnelle pour réchauffer les gaz de queue avant le système tertiaire de réduction du N₂O.

Chaque composant est calculé comme suit :

$$LEs,n = (STBL - STPR) \times Mn / \eta_{ST} \times EFST$$

Avec:

LEs = Emissions dues à la variation nette de vapeur exportée (tCO₂e)

STBL = Export vapeur avant projet (baseline) (MW)

STPR = Export vapeur pendant le projet (MW)

Mn = Heures opératoires pendant la période de vérification n (h)

η_{ST} = Rendement production de vapeur (%)

EFST = Facteur d'émissions combustible pour la production de vapeur (tCO₂e/MWh)

$$LETGU,n = (EEBL - EEPR) \times Mn / \eta_r \times EFr$$

Avec:

LETGU,n = Emissions dues à la variation nette de quantité de gaz de queue utilisée (tCO₂e)

EEBL = Export énergie sur gaz de queue avant projet (baseline) (MW)

EEPJ = Export énergie sur gaz de queue pendant le projet (MW)

Mn = Heures opératoires pendant la période de vérification n (h)

η_r = Rendement de la technologie remplacée (%)

EFr = Facteur d'émissions combustible pour la technologie remplacée (tCO₂e/MWh)

$$LETGH,n = (ETGH,n / \eta_{TGH}) \times EFTGH$$

Avec :

LETGH,n = Emissions dues à la variation nette de chauffage des gaz de queue (tCO₂e)

ETGH,n = Energie additionnelle pour réchauffer les gaz de queue (MWh/n)

η_{TGH} = Rendement du réchauffage additionnel (%)

EFTGH = Facteur d'émission pour le réchauffage additionnel (tCO₂e/MWh)

L'effet des modifications sur le bilan énergétique (export vapeur) de l'atelier d'acide nitrique peut être évalué en utilisant les données thermodynamiques et les calculs de transfert de chaleur.

L'effet global étant considéré faible et les modifications à réaliser étant très spécifiques, le calcul des effets doit être pris en considération au cas par cas dès la phase étude du projet.