



TÜRKİYE CUMHURİYETİ
ÇEVRE, ŞEHİRCİLİK VE
İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ BAKANLIĞI

On behalf of:



Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation
and Nuclear Safety

Implemented by

giz

Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

of the Federal Republic of Germany

This project is part of the International Climate Initiative (IKI). The German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) supports this initiative on the basis of a decision adopted by the German Bundestag

İZLEME VE RAPORLAMA TEBLİĞİ YILLIK EMİSYON RAPORLAMA KILAVUZU

SERA GAZI EMİSYONLARININ İZLENMESİ,
RAPORLANMASI VE DOĞRULANMASI KONUSUNDA
KAPASİTE GELİŞTİRME PROJESİ

R₂

T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı

İklim Değişikliği Başkanlığı

Kılavuzdaki Değişiklikler:

Aşağıdaki tablo bu kılavuzun geçirdiği değişiklikleri, tarih ve versiyon numarası ile birlikte içermektedir. Lütfen, Kılavuzun son versiyonunu kullandığınızdan emin olun.

VERSİYON NUMARASI	VERSİYON TARİHİ	YAPILAN DEĞİŞİKLİK
V01	14.11.2015	Kılavuz Yazımı
V02	28.07.2021	Kılavuz Revizyonu

İÇİNDEKİLER

BÖLÜM 1: YILLIK EMİSYON RAPORLAMA KILAVUZUNA GİRİŞ 6

- 1.1 Kılavuz Hakkında 6
- 1.2 Kılavuzun Kullanımı 6
- 1.3 Kılavuzun İçeriği 7
- 1.4 Raporlama Hakkında Genel Bilgiler 7
- 1.5 Doğrulama Hakkında Genel Bilgiler 10

BÖLÜM 2: HESAPLAMA TEMELLİ YÖNTEM 13

- 2.1 İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporu Bağlantısı 13
- 2.2 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi 14
 - 2.2.1 Sürekli Ölçüm ile Hesaplama 15
 - 2.2.2 Stok Değişikliği Dikkate Alınarak Hesaplama 17
- 2.3 Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesi 19
 - 2.3.1 Varsayılan Değerleri Kullanma 19
 - 2.3.2 Analize Dayanan Değerleri Kullanma 19
- 2.4 Biyokütle İçeren Kaynak Akışları 21
- 2.5 Nihai Emisyonun Hesaplanması 22
 - 2.5.1 Standart Yöntem ile Hesaplama 22
 - 2.5.2 Kütle Denge Yöntemi ile Hesaplama 23
 - 2.5.3 Eksik ve Kayıp Verinin İkame Edilmesi 24

BÖLÜM 3: ÖLÇÜM TEMELLİ YÖNTEM 33

- 3.1 İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporu Bağlantısı 33
- 3.2 Ölçümlerin Yapılması ve Raporlanması 35
 - 3.2.1 CO₂ Emisyonlarının Ölçülmesi 35
 - 3.2.2 N₂O Emisyonlarının Ölçülmesi 37
 - 3.2.3 Dâhilî / Transfer Edilen CO₂ Emisyonlarının Ölçülmesi 39
 - 3.2.4 Eksik ve Kayıp Verinin İkame Edilmesi 40
 - 3.2.5 Biyokütle Oranının Belirlenmesi 45
- 3.3 Toplam Emisyonun Hesaplanması 45
 - 3.3.1 CO₂ Yıllık Emisyonunun Hesaplanması 45
 - 3.3.2 N₂O Yıllık Emisyonunun Hesaplanması 46
- 3.4 Emisyon Hesabı Teyidi 48

BÖLÜM 4: ASGARİ YÖNTEM 49

4.1 İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporunun Bağlantısı 49

4.2 Emisyonların Hesaplanması 50

4.3 Belirsizlik Analizi 50

BÖLÜM 5: PFC EMİSYONLARI 53

5.1 İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporunun Bağlantısı 53

5.2 Faaliyet Verilerinin Hesaplanması 54

5.3 Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesi 54

5.3.1 Varsayılan Değerleri Kullanma 55

5.3.2 Analize Dayanan Değerleri Kullanma 55

5.4 Nihai Emisyonun Hesaplanması 56

BÖLÜM 6: FAALİYETLERE ÖZGÜ ŞARTLAR 59

EKLER 76

EK-1 İ&R Tebliği 57. Maddenin Birinci Fıkrası Uyarınca Saklanacak Asgari Veri ve Bilgi 76

EK-2 İ&R Tebliği 58. Madde'nin İkinci Fıkrası Uyarınca Yıllık Raporların Asgari İçeriği 77

BÖLÜM 1:

YILLIK EMİSYON RAPORLAMA

KILAVUZUNA GİRİŞ



KISALTMALAR

Bakanlık = T. C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı

Yönetmelik = Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelik

İ&R Tebliği = Sera Gazı Emisyonlarının İzlemesi ve Raporlanması Hakkında Tebliğ

SEÖS = Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri

NKD = Net Kalorifik Değer

PFC = Perflorokarbon

n.a. = Geçerli değil

D&A Tebliği = Sera Gazı Emisyon Raporlarının Doğrulanması ve Doğrulayıcı Kuruluşların Akreditasyonu Tebliği

1.1 Kılavuz Hakkında

Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelik ("Yönetmelik"), 17 Mayıs 2014 tarihli ve 29003 sayılı Resmî Gazete ile yayımlanmış, Yönetmelik kapsamını detaylandıran Sera Gazı Emisyonlarının İzlemesi ve Raporlanması Hakkında Tebliğ ("İ&R Tebliği") ise 22 Temmuz 2014 tarihli ve 29068 sayılı Resmî Gazete'de yayınlanarak yürürlüğe girmiştir. Yönetmelik, 29 Haziran 2016 tarihli ve 29757 Sayılı Resmî Gazete'de Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelikte Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik ile değişikliğe uğramıştır. İ&R Tebliği, 05.02.2021 tarihli ve 31386 sayılı Resmi Gazete'de yayınlanan Tebliğ ile değişikliğe uğramıştır. Sera Gazı Emisyon Raporlarının Doğrulanması ve Doğrulayıcı Kuruluşların Akreditasyonu Tebliği ("D&A Tebliği") 02.12.2017 tarihli ve 30258 sayılı Resmî Gazete'de yayınlanmıştır. D&A Tebliği'nin revizyon çalışmaları devam etmektedir.

Bu Kılavuz, Yönetmelik Tebliğler gereğince Bakanlığa sunulması gereken ve Entegre Çevre Bilgi Sisteminde (Sistem) Sera Gazları İzleme, Raporlama ve Doğrulama Uygulaması (Uygulama) aracılığı ile İzleme Planının hazırlanmasını kolaylaştırmak için oluşturulmuştur. Unutulmamalıdır ki, bu kılavuz yardımcı doküman, Yönetmelik ve Tebliğler ise aslı dokümanlardır.

1.2 Kılavuzun Kullanımı

Bu Kılavuz, Bakanlık tarafından yayınlanan Yönetmelik ve İ&R Tebliği ile beraber okunmalıdır. Kılavuzda gerekli durumlarda Yönetmeliğe, İ&R Tebliğine, Doğrulama Tebliğine ve İzleme Planı Kılavuzu'na referanslar verilmektedir.



Örnek simgesi:

İşlenen konu ile ilgili bir örnek sunmak amacı ile oluşturulmuştur.



Bilgilendirme simgesi:

İşlenen konu hakkında bilgilendirmek, kullanılacak formül ya da faktörler konusunda bilgi verme amacı ile oluşturulmuştur.



Yönlendirme simgesi:

Daha detaylı bilgi için İ&R Tebliğine, Yönetmeliğe, IPCC veya akademik çalışmaya yönlendirmek amacı ile oluşturulmuştur.



Elektronik İzleme Planına yönlendirme simgesi:

Doldurulması gereken Elektronik İzleme Planı bölümünü işaret etmek amacı ile kullanılmıştır.



Şekil simgesi:

Açıklamalara ilişkin şema ve görsel anlatımlar için kullanılmıştır.

1.3 Kılavuzun İçeriği

Bu kılavuz 6 bölümden oluşmaktadır. İlk bölümde kılavuzun genel çerçevesinin yanı sıra, kılavuzun nasıl kullanılacağı, içeriği ve raporlamanın nasıl yapılacağına ilişkin genel bilgilere de yer verilmiştir. Sonraki bölümlerde, raporlama ile ilgili farklı konular detaylı şekilde ele alınmıştır. 2. Bölümde hesaplama temelli yöntem, 3. Bölümde ölçüm temelli yöntem, 4. Bölümde asgari yöntem ve 5. Bölümde PFC emisyonlarının belirlenmesi raporlamaya yönelik olarak incelenmiştir. Son olarak, 6. Bölümde de veri kayıpları incelenmiştir. Yıllık emisyon raporları için saklanacak asgari bilgi ve veri ile yıllık emisyon raporlarının asgari içeriği, İ&R Tebliğinin eklerinde belirtilmiştir [Bkz. İ&R Tebliği EK-8 ve EK-9]. Bu ekler, kılavuzun eklerinde görülebilir.

1.4 Raporlama Hakkında Genel Bilgiler

Yıllık emisyon raporu, en güncel izleme planı çerçevesinde oluşturulur. Yönetmelik EK-1'e tabi bir işletme, izleme dönemi boyunca gerçekleşen sera gazı emisyonlarını Yönetmelik ve Tebliğde şart koşulan şekilde, hazırlamış olduğu İzleme Planı ile uyumlu şekilde izlemek ve raporlamakla yükümlüdür. Bu çalışmalar yürütülürken yeterli kalitede veri toplanmasını sağlayacak tedbirler alınmalıdır.



Raporlamaya yönelik işlemler, Bakanlığın Entegre Çevre Bilgi Sistemi (<https://ecbs.cevre.gov.tr>) üzerinden elektronik ortamda yürütülmektedir.



Tesis emisyonlarının güvenilir ve dengeli bir yöntemle hesaplanması esastır. Bu amaçla toplanan veri, maddi hata içermemeli, bilgi, tarafsız bir şekilde seçilmeli ve sunulmalıdır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 8].

İzleme dönemi, emisyonların izlendiği ve raporlandığı bir takvim yılını (1 Ocak - 31 Aralık) ifade eder. Bir izleme yılı, raporlanacak olan sera gazı emisyonlarının fiilen gerçekleştiği yıldır.

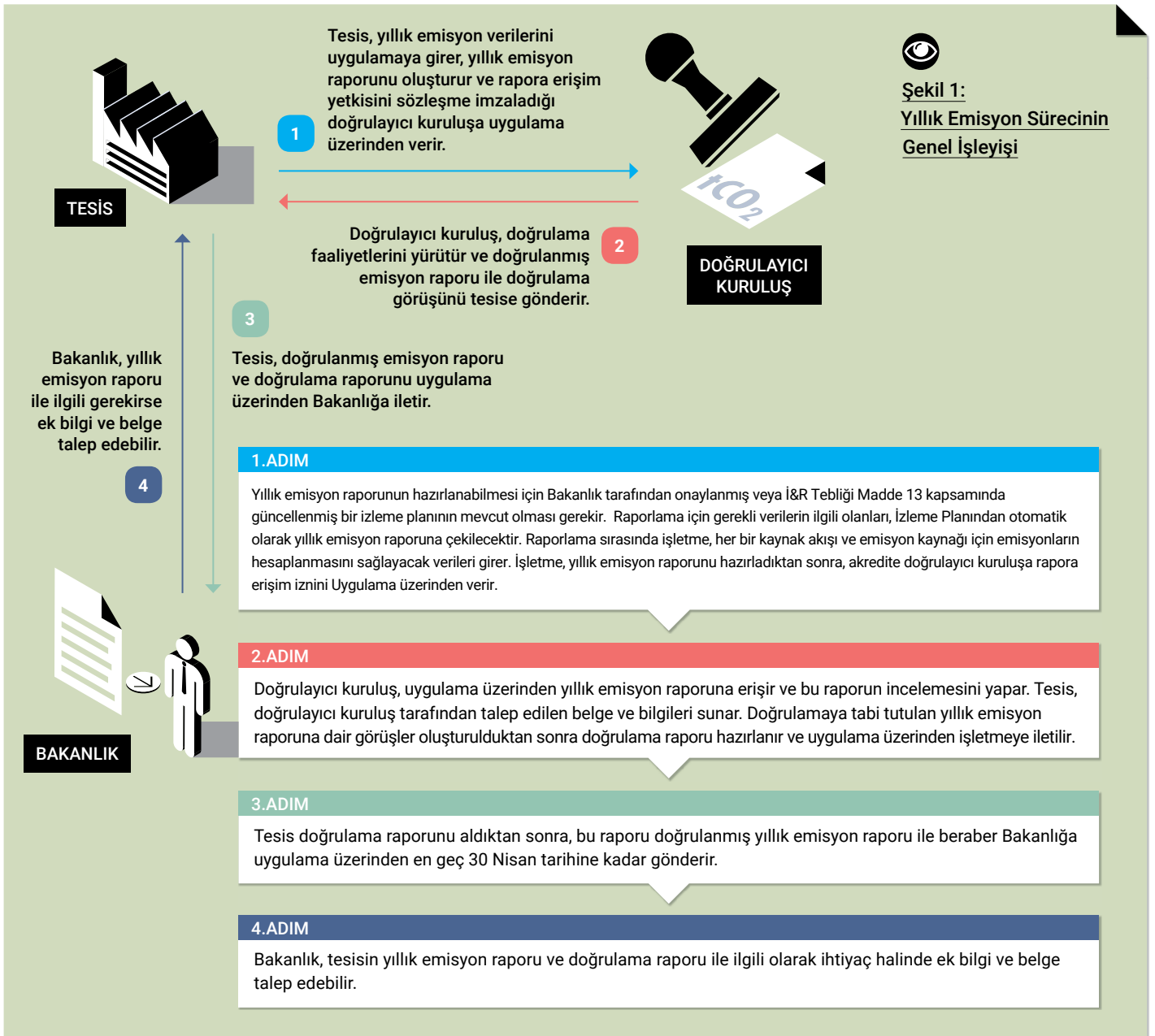
Raporlamanın izleme planı ile uyumlu ve tutarlı olması büyük önem taşımaktadır. Buna göre işletme ve tesis bilgileri, izleme planında belirtilmiş olan bilgilerle aynı olmalıdır. Tanımlanmış bir faaliyet verisinin izlenmesi için izleme planında belirlenmiş olan kademe, yıllık emisyon raporu hazırlanırken kullanılmalıdır. Örneğin izleme planında emisyon kaynaklarını, kaynak akışlarını, örnekleme noktalarını ve ölçüm ekipmanlarını gösteren diyagram (akış şeması), yıllık emisyon raporu ile tutarlı olmalıdır. Yıllık emisyon raporları asgari düzeyde bu kılavuzun EK-2'sinde belirtilen maddeleri içermelidir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 58].



Yıllık emisyon raporu, daha önce işletme tarafından hazırlanmış ve Bakanlığa sunulmuş olan İzleme Planı'na bağlı kalınarak toplanmış olan verilerin Entegre Çevre Bilgi Sistemi'nde Sera Gazı Emisyonu Takip Uygulaması'na girilmesi temeline dayanır. Raporlamada yapılacak hesaplamalar, bu uygulama tarafından otomatik olarak yapılacaktır.

Raporlama Adımları: Yönetmeliğin EK-1'ine tabi bir işletme, bir önceki takvim yılı içinde gerçekleşen sera gazı emisyonlarını güncel İzleme Planına göre hesaplar. Hesapladığı emisyonlarını yıllık olarak Mevzuata uygun şekilde raporlar, doğrular ve Bakanlığa her yıl 30 Nisan tarihine kadar sunar.

Yıllık emisyon raporları, Sera Gazları İzleme, Raporlama ve Doğrulama Uygulaması ("Uygulama") üzerinden doldurulur. İnternet temelli bu uygulamanın kullanımı için herhangi bir bilgisayar programına ihtiyaç yoktur. Uygulama, yıllık emisyon raporunda doldurulması gerekli alanları kullanıcıya göstermekte ve hem içerik, hem yapı olarak gerekli yönlendirmeleri Yönetmelik ve İ&R Tebliği ile uyum içinde yapmaktadır. Doğrulayıcı kuruluş da uygulamaya giriş yapabilmekte ve gerekli adımları elektronik olarak uygulama üzerinden yürütmektedir.



Raporlamanın İzleme Planı ile Uyumu: Raporlama, tesiste yürütülen faaliyetlerin tamamını ve bu faaliyetlere bağlı bütün sera gazı emisyon kaynakları, kaynak akışları ve emisyon noktalarını eksiksiz şekilde kapsamalıdır. Her bir faaliyet için toplam kapasite ve raporlanacak olan sera gazları, izleme planında belirtildiği gibi olmalıdır. İzleme planında tanımlanmış olan her bir emisyon kaynağı, kaynak akışı ya da emisyon noktası, birden fazla faaliyete ait olabilir. Raporlama yapılırken bu durum dikkate alınmalıdır. Uygulanan izleme yöntemleri, izleme planları ile uyumlu olmalıdır. Bu açıdan, izleme planlarının Yönetmelik ve İ&R Tebliği ile uyumlu ve tesiste emisyonu sebep olan tüm süreçleri içerecek şekilde hazırlanması ve raporlama dönemi boyunca doğru şekilde uygulanması gerekmektedir. Raporlanan emisyonlarda boşluk ya da mükerrer sayımın olmaması için gerekirse izleme yöntemleri birleştirilebilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 19] ve bu gibi durumların önüne geçmek için gerekli önlemler alınır.



Yıllık emisyon raporu hazırlanırken, İzleme Planları sekmesi seçilerek yeni açılan sayfada Önceki Versiyonlar başlığı altındaki en güncel izleme planı versiyonu açılabilir.

İzleme Planının Revizyonu: İ&R Tebliği, Madde 13-2 ile hangi durumlarda izleme planının güncellenmesi gerektiğini belirtmiştir. İzleme planında yapılacak değişiklik eğer toplam emisyon miktarına %5'ten az etki ediyor ise ve Madde 14-2 kapsamında belirtilen önemli değişikliklerden biri değilse Bakanlık onayı gereksizdir 30 gün içerisinde çevrimiçi sistem üzerinden güncellenebilir [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 13-3]. İ&R Tebliğin Madde 14'ü ile de değişikliklerin onaylanmasına dair hükümleri belirtmiştir. Eğer yapılan değişiklikler Bakanlık onayına tabi olacaksa, işletme tarafından 30 gün içerisinde Bakanlığa bilgilendirme yapılır ve Bakanlık bildirim tarihinden itibaren 60 gün içerisinde İzleme Planını değerlendirir [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 14-1]. Ek olarak işletme, İzleme Planında yapılan değişikliklerin kaydını tutar [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 15-2].

Risk Analizi: Raporlamanın en önemli unsurlarından biri, izleme planı çerçevesinde toplanmış olan verinin bütünlüğü ve kalitesidir. İşletme, yıllık emisyon raporunu oluştururken kullanacağı tüm verilerle ilgili, dosya yönetimi ve depolama verileri de dâhil olmak üzere, dâhilî riskleri ve kontrol risklerini inceleyen bir risk analizi yapmalıdır. Bu risk analizinde veriler toplanırken ya da saklanırken oluşabilecek ve raporlamaya yansiyabilecek yanlış bilgilerin aktarılması riskinin değerlendirilmesi gerekmektedir. Raporlama dönemini takiben, verilere dair risklerin gerçekleşme durumu gözden geçirilerek gerekirse risk analizi güncellenmeli ve söz konusu riskleri azaltacak önlemler işletme tarafından alınmalıdır.

Yıllık Emisyon Raporunun Eksiksizliği: Yıllık emisyon raporları, işletmelerce tam ve bütün olarak doldurulmalıdır. İşletme, Bakanlığın Entegre Çevre Bilgi Sistemine giriş yaptıktan sonra Sera Gazları İzleme, Raporlama ve Doğrulama Uygulaması ("Uygulama") aracılığıyla bu raporlamayı eksiksiz olarak yapmakla yükümlüdür. Uygulama, işletmelere kolaylık sağlamak amacıyla kullanıcı dostu olacak şekilde tasarlanmış olup raporlamayı kolaylaştıracak çeşitli fonksiyonlara ve açıklamalara sahiptir ve zorunlu olarak doldurulacak alanlar gösterilmektedir. Bu alanların gerekli şekilde doldurulmaması durumunda işletme (örneğin; işletmenin açıklamasının, ilgili alana sığmaması) ek açıklamalarını ve ilgili belgeleri Sisteme ayrıca yükleyebilir. Benzer şekilde ilk bakışta anlaşılmasının zor olduğu düşünülen açıklamalar için de ek destekleyici bilgiler uygulamaya işletme tarafından yüklenebilir.

Sorumluluklar: Yıllık emisyon raporunun, uygulama kullanılarak eksiksiz şekilde doldurulması işletmenin sorumluluğundadır. Bir tesisin işletmecisi ve şirket ünvanı değişirse bu durum Bakanlığa bildirilmelidir. Şirket ortaklık yapısının değişmesi durumunda da işletme, emisyonların yılın tamamı için raporlanmasından sorumludur.



İşletme, bir izleme dönemi içerisinde tesiste bir değişiklik olması halinde iki veya daha fazla sayıda izleme planı kullanarak yıllık emisyon raporunu hazırlar.



İzleme yöntemleri:

- CO₂ için hesaplama temelli yöntem,
- CO₂ için ölçüm temelli yöntem,
- Asgari yöntem,
- N₂O emisyonlarının izlenmesi,
- PFC emisyonlarının izlenmesi,
- Transfer edilen/dâhilî CO₂ izlenmesi



Dahilî risk:

Yıllık emisyon raporundaki bir parametrenin, herhangi bir kontrol faaliyetinin etkisi dikkate alınmadan önce, tek başına veya diğer yanlış bildirimlerle bir arada oluşabilecek önemli hatalara duyarlılığını belirtir. [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 4-g].



Kontrol riski:

Sera gazı emisyon raporundaki bir parametrenin, kontrol sistemi tarafından belirli bir zamanda önlenmemiş veya tespit edilerek düzeltilmemiş, tek başına veya diğer hatalı bildirimlerle bir arada önemli hatalı bildirim oluşturmaya yatkınlığını belirtir. [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 4-y].

Emisyon Üretmeyen Tesisler: Yönetmelik EK-1 uyarınca izleme planı sunmakla yükümlü tesisler, raporlama dönemi içinde çeşitli sebeplerle (örneğin; üretimin durması) herhangi bir emisyonu sebep olmamış olabilirler. Bu gibi durumlarda da işletme, o yılın doğrulanmış emisyon raporunu kapatıldıktan en geç iki ay içerisinde Bakanlığa sunmakla yükümlüdür [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 10-4].

Raporlama Dönemindeki Değişiklikler: İzleme planında önerilen metodun veya uygulanan kademenin raporlama dönemi içinde değişmesi gibi durumlar, yıllık emisyon raporunun birden fazla izleme planına dayanmasına sebep olabilir. İşletme, bir emisyon raporu için birden fazla onaylanmış/güncel izleme planı kullanabilir. İşletme, gerekli durumlarda İ&R Tebliği Madde 13 kapsamında izleme planında değişiklikler yapabilir.



İşletme, emisyon raporunu ilgili raporlama dönemi için birden fazla onaylanmış/güncel izleme planına göre hazırlayabilir. Uygulama, verileri ilgili tarih aralıklarına ilişkin izleme planından otomatik olarak çekecektir.



Örnek 1:

Tesislerinde üretim prosesleri için gereken buharı doğalgaz ile üreten bir işletme, emisyonlarını izleyecek ve raporlayacaktır. Kullandığı doğalgazın hesaplama faktörlerini İ&R Tebliği EK-5'te verilen referans değerlerden alacağını öngören bir onaylanmış İzleme Planı mevcuttur. İ&R Tebliği'ne göre bu referans değerler şu şekildedir:

$$\text{Emisyon Faktörü}_{\text{doğalgaz}} = 56,1 \text{ t CO}_2/\text{TJ}$$

$$\text{Net Kalorifik Değer}_{\text{doğalgaz}} = 48,0 \text{ TJ/Gg}$$

İşletme, 1 Nisan tarihi itibarıyla bu değerleri laboratuvar analizi yoluyla (İ&R Tebliği Madde 30-33) belirlemeye karar vermiştir. Buna göre İzleme Planında revizyon yapılmalıdır. Buna yönelik olarak Bakanlığa sistem üzerinden izleme planı revizyon talebi gönderilmeli, bu değişiklik ek olarak yeni kademe ve detaylı örnekleme planı oluşturularak girilmelidir. Eğer yapılan değişiklikler İ&R Tebliği Madde 13 kapsamında ve toplam emisyon %5'inden fazlasına etki etmiyorsa, işletme Bakanlık onayı gerektirmeksizin izleme planını güncelleyip raporlama ve doğrulama sürecine devam edebilir. Aksi durumlarda, Bakanlık onayı gelene kadar 1 Nisan itibarıyla bütün izleme ve raporlama, hem güncellenmiş hem de orijinal izleme planı kullanılarak eş zamanlı olarak yürütülür.

Bakanlık onayını takiben, raporlama 1 Nisan tarihine kadar yukarıda belirtilen referans faktörlerle, sonrasında revize izleme planı uyarınca laboratuvar analizlerine dayanan verilerle yapılır.

İşletme, operasyonel süreçlerinde önemli değişiklikler olursa bunları Bakanlığa bildirmelidir. Özellikle Yönetmelik EK-1'de koşullu olarak (ilgili faaliyetin belirli bir eşik değerinin üzerinde kapasite veya üretim değerine sahip olması) yıllık emisyon raporu hazırlayan işletmeler, bu kapasitelerinde bir düşüş olursa Bakanlığa ayrıntılı şekilde bilgi ve belgeler sunar. İşletme değişimlerinin (örneğin; ekipmanların satışı) yıllık emisyon raporuna etkileri (örneğin; üretim miktarı, ihracat veya ithal edilen buhar, tüketilen yakıt miktarı vb.) açıklanmalıdır. İzleme planı, gerekli şekilde revize edilerek onay için Bakanlığa gönderilir.

1.5 Doğrulama Hakkında Genel Bilgiler

Yönetmelik EK-1'e tabi olan işletmeler, yıllık emisyon raporlarını Bakanlığa sunmadan önce bu raporlarını doğrulatmalıdır. Sera gazı emisyon raporlarının doğrulanması işlemi, Türkak tarafından akredite edilmiş doğrulayıcı kuruluşlar tarafından yapılır. [Bkz. D&A Tebliği Madde 5]. Doğrulama süreci raporlamanın ayrılmaz bir parçası olup her yıl, İzleme Planı ile uyumlu şekilde yıllık emisyon raporu için doğrulayıcı bir kuruluş tarafından periyodik olarak yürütülür.



Doğrulayıcı kuruluş, tarafsızlık ve bağımsızlık ilkelerine aykırı durumların olduğu bir işletme ile sözleşme imzalamaz [Bkz. D&A Madde 33].



Doğrulama süreçleri ile ilgili daha detaylı bilgi için "Doğrulama ve Akreditasyon Tebliği Doğrulama Kılavuzuna" bakınız.

Doğrulayıcı kuruluş, işletme ile imzalayacağı hizmet sözleşmesi çerçevesinde yıllık emisyon raporunun içeriğinin doğru olduğunu teyit etmek için doğrulama faaliyetlerini yürütür. İşletme ve doğrulayıcı kuruluş arasındaki bu hizmet sözleşmesi, doğrulaması yapılacak emisyon raporunun raporlama yılının 15 Ekim tarihine kadar yapılmalıdır. [Bkz. D&A Tebliği Madde 32-3.]

Doğrulama Faaliyetlerinin İçeriği: Doğrulayıcı kuruluş temel olarak şu konularda değerlendirme yapar [Bkz. D&A EK-1 Bl. 1] ve sonuçları bir doğrulama raporu ile işletmeye iletir:

- Sera gazı emisyon raporunun eksiksiz olması ve İ&R Tebliği EK-9'da yer alan hükümlere uygun olması,
- İşletmenin izleme planına uygun olarak faaliyetlerini yürütmüş ve yükümlülüklerini yerine getirmiş olması,
- Sera gazı emisyon raporundaki verilerin önemli hatalı bildirimler içermemesi,
- İşletmenin izleme ve raporlama performansını geliştirmek amacıyla veri akış faaliyetleri, kontrol sistemi ve ilgili prosedürlere destekleyici bilgi sağlanıp sağlanamayacağı.

Doğrulayıcı Kuruluşa Sunulacak Bilgi ve Belgeler: İşletme, stratejik analizden önce ve doğrulamanın herhangi bir aşamasında doğrulayıcı kuruluşa, gerekli bilgi ve belgeleri sunmak ve ilgili sahalara erişim izni vermekle yükümlüdür. İşletme, doğrulayıcı kuruluşa aşağıdaki bilgi ve belgeleri sağlar [Bkz. D&A Tebliği EK-1 Bl. 2]:

- a. İzleme planının en güncel sürümü, varsa Bakanlıkça onaylı diğer sürümler ve Bakanlık onayının alındığına dair kanıt belgeler,
- b. İşletmenin veri akış faaliyetlerinin tanımı,
- c. İşletmenin, İ&R Tebliğinde belirtilen risk değerlendirmesi ve toplam kontrol sistemine ilişkin hususlar,
- d. Veri akış faaliyetleri ve kontrol faaliyetlerine ilişkin prosedürler de dâhil olmak üzere, izleme planında yer alan prosedürler,
- e. Varsa, tesisin sera gazı emisyon raporu,
- f. Varsa, İ&R Tebliği uyarınca hazırlanmış ve Bakanlık tarafından onaylanmış örnekleme planı,
- g. Raporlama dönemi sırasında izleme planında değişiklikler yapılmışsa, İ&R Tebliği uyarınca tüm bu değişikliklere ilişkin kayıtlar,
- h. İ&R Tebliğinin 59 uncu maddesinin dördüncü fıkrası uyarınca hazırlanan rapor,
- i. Bir önceki yılda farklı bir doğrulayıcı kuruluş ile doğrulama faaliyeti yürütüldüyse, söz konusu yıla ait doğrulama raporu,
- j. Bakanlıkla yapılan tüm ilgili yazışmalar, özellikle, izleme planı değişikliklerinin bildirilmesiyle ilgili olan bilgi ve belgeler,
- k. İzleme ve raporlama için kullanılan veri tabanları ve veri kaynakları hakkında bilgi,
- l. Doğrulamanın planlanması ve yürütülmesi için gereken ilgili diğer bilgi ve belgeler.

Doğrulama faaliyetleri, aynı zamanda ilgili işletmenin kalite güvence ve kalite kontrol prosedürlerinin daha etkin ve güvenilir kılınmasına katkı sağlar. Bu açıdan işletme, emisyonları izleme ve raporlama performansını arttırmak için gerekli bilgileri temin edebilmelidir [Bkz. D&A Tebliği EK-1 Bl. 1].



İşletme iç kontrolden geçirdiği yıllık emisyon raporunu doğrulayıcı kuruluşa vermekle yükümlüdür
[Bkz. D&A Tebliği Madde 8].



Elektronik ortamda hazırlanan yıllık emisyon raporunun Doğrulayıcı Kuruluşa gönderilmesi için "Özet & Teslim Et" sekmesi kullanılır.

Yıllık Emisyon Raporunun Değerlendirilmesi: Doğrulayıcı kuruluş tarafından yerine getirilen doğrulama hizmetinin temel amacı, makul bir güvenilirlik seviyesiyle yıllık emisyon raporunda ciddi bir hatanın olmamasını güvence altına almaktır. Bu nedenle, en güncel izleme planı ve yıllık emisyon raporu karşılaştırılarak doğrulayıcı kuruluş tarafından tespit edilen her türlü hata ve uyumsuzluk, işletme tarafından düzeltilmelidir. Doğrulama raporu, nihai ve açıkça belirtilmiş olumlu, olumsuz veya şartlı olumlu olarak bir sonuca ulaşmalıdır. Rapordaki eksik bildirimler düzeltilene kadar olumlu doğrulama raporu hazırlanamayacağı için, işletmelerin yıllık emisyon raporunu titizlik içinde hazırlamaları, doğrulayıcı kuruluşun hata ve eksiklerin olmadığına dair görüş bildirebilmesi için ihtiyacı olan bilgi ve belgeleri sağlamaları önemlidir. Doğrulayıcı kuruluş tarafından tespit edilmesine rağmen işletme tarafından düzeltilmeyen hatalı bildirimler ve uyumsuzluklar, doğrulama raporunda eksiksiz, saydam ve açıklayıcı bir şekilde gösterilecektir.

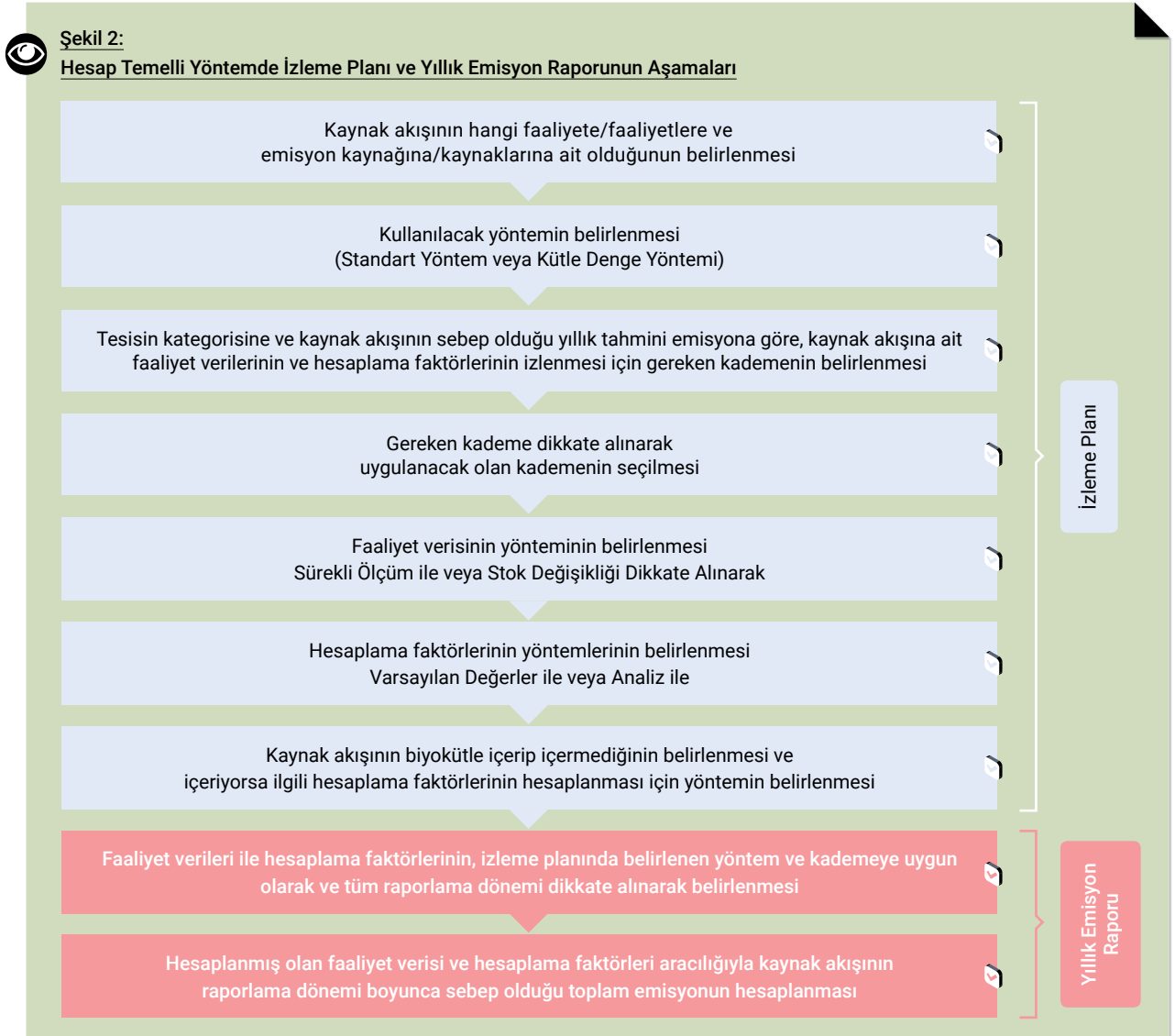
BÖLÜM 2: HESAPLAMA TEMELLİ YÖNTEM

İşletme, raporlama dönemine ait olan yıllık emisyon raporunu, en güncel planına istinaden topladığı veriler ışığında hazırlar. Raporlamada işletmenin sera gazı emisyonları, İ&R Tebliği hükümleri uyarınca farklı yöntemler kullanarak hesaplanabilir. Her ne kadar bu hesaplamalar, Entegre Çevre Bilgi Sistemi içindeki uygulama tarafından otomatik hesaplanacak da olsa, ilgili yöntemin doğru şekilde seçilmesi, ilgili birimlere dikkat edilmesi ve verilerin uygun şekilde toplanması önem arz etmektedir.

Bu bölümde, yıllık emisyon raporu oluşturulurken hesaplama temelli yöntem (standart yöntem ve kütle denge yöntemi) kullanılması halinde ne gibi bilgilerin gerekli olduğu incelenmiştir. Hesaplama temelli yöntem; faaliyet verisi (tüketilen yakıt ve veya proseslere giren/çıkan madde) üzerinden sera gazı emisyonlarının hesaplanması olarak tanımlanır. Yıllık emisyon raporunda bulunan hesaplama temelli yöntem ile ilgili bölüm, izleme planının ilgili bölümü ile uyumlu olmalıdır.

2.1 İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporu Bağlantısı

İzleme planında bu bölümle ilgili belirlenmiş olan veriler ve raporlamada neler yapılması gerektiği aşağıdaki Şekil 2’de özetlenmiştir. Aşağıdaki şekil, her bir kaynak akışı için ayrı ayrı dikkate alınmalıdır.





İzleme Planı'nda KA1, KA2 ... olarak referanslanmış olan kaynak akışları "Hesap Temelli" sekmesinde listelenmektedir. Yıllık emisyon raporuna her bir kaynak akışı için faaliyet verileri ve hesaplama faktörlerinin girilmesi için "Raporlama Verisi" butonu kullanılmalıdır.

2.2 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi

Hesap temelli yöntemde emisyonlar, faaliyet verisi kullanılarak raporlanır. Faaliyet verisi;

- Yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar için raporlama dönemi boyunca tesiste kullanılan yakıt tüketim miktarını,
- Proses kaynaklı emisyonlar için raporlama dönemi boyunca üretilen veya tüketilen ilgili malzeme miktarını ifade eder.



Uygulamada, faaliyet verileri ile ilgili sadece raporlanan değer ve raporlanan değer birimi bilgileri girilir. Faaliyet verileri ile ilgili diğer bilgiler (uygulanan kademe, vb.) uygulama tarafından İzleme Planından otomatik olarak çekilir.



Faaliyet verisinin belirlenmesi ile ilgili ayrıntılı bilgi İzleme Planı Kılavuzu Bl. 5.3.6'da bulunabilir.



İşletme, her bir kaynak akışı için ayrı ayrı olmak üzere faaliyet verilerini sürekli ölçüm ile veya stok değişikliklerini dikkate alarak belirleyebilir. Burada bahsedilen sürekli ölçüm ile, ölçüm temelli yöntemde baca gazındaki emisyonları ölçmede kullanılan SEÖS kanıtlanmamalıdır. Burada sözü edilen sürekli ölçüm, emisyonların değil, emisyon hesaplamalarında kullanılacak faaliyet verilerinin ölçülmesini amaçlar.



Faaliyet verisinin birimi

- Enerji için terajul (TJ)
 - Kütle için ton (t)
 - Gazlar için normal metreküp (Nm³)
- şeklinde ifade edilir.

Sürekli ölçüm ile faaliyet verilerinin belirlenebilmesi için tesiste sera gazı emisyonlarının kaynaklandığı proseste sürekli ölçüm gerçekleştiren cihazların bulunması gerekmektedir. Bu ölçüm cihazlarının bulunmaması ya da işletmenin bu yöntemi tercih etmemesi halinde ilgili stok değişiklikleri dikkate alınarak ayrı ayrı ölçülen miktarların toplanması ile faaliyet verileri belirlenebilir. Raporlamada, onaylanmış İzleme Planında bu iki yöntemden hangisi belirtilmiş ise o yöntem kullanılarak toplanan veriler temel alınmalıdır. Bu yöntemler, Bölüm 2.2.1 ve 2.2.2 içinde daha ayrıntılı anlatılmakta olup, Örnek 2 ile kısaca açıklanmaktadır.



Örnek 2:

Bir termik santral, doğalgaz tüketerek buhar kazanları ile elektrik enerjisi üretmektedir. Bu tesisin CO₂ emisyonları, faaliyet verisi olarak tüketilen yakıt miktarına (Nm³ doğalgaz) göre hesaplama temelli yöntemle (standart yöntem) hesaplanacak ve raporlanacaktır. Faaliyet verisi, izleme planı ile uyumlu olacak şekilde sürekli ölçüm yöntemiyle belirlenir;

Sürekli ölçüm: Tesisin doğalgaz şebekesinden çektiği gaz miktarı, kalibrasyonu uygun şekilde yapılmış debimetre ile ölçülerek yarım saatlik aralıklarla veri tabanına kaydedilmektedir.

$$FV: V_{\text{doğalgaz}} = \sum_{i=1}^{365 \times 24 \times 2} v_{\text{doğalgaz}}$$

$V_{\text{doğalgaz}}$: Yıllık tüketilen toplam doğalgaz miktarı (Nm³)

$V_{\text{doğalgaz}}$: Kaydedilen yarım saatlik doğalgaz akış verisi (Nm³)

Aynı termik santral, elektrik talebinin yüksek olduğu saatlerdeki şebeke ihtiyacını karşılamak için yedekteki buhar kazanlarını tanklarda depoladığı fuel oil ile çalıştırmaktadır. Fuel oil miktarını izleyebilmek için işletme kazanlara pompalanan fuel oil miktarını debimetre ile sürekli ölçebileceği gibi, alternatif olarak aşağıda açıklandığı gibi stok değişimi yöntemini de kullanabilir;

Stok değişimi: Raporlama dönemi başındaki ve sonundaki akaryakıt stokları, kalibre edilmiş akaryakıt tankındaki seviye göstergesi kullanılarak tespit edilir. Dönem içinde satın alınan akaryakıt miktarı, akaryakıt tedarikçisinin faturasından bulunur. Varsa ihraç edilen akaryakıt hesaba katılır. Yıl boyunca fuel oil tüketimi, şu denklemle bulunur:

$$FV: m_{\text{fueloil}} = SA_{\text{fueloil}} - I_{\text{fueloil}} + (S_{\text{başlangıç}} - S_{\text{bitiş}})$$

SA_{fueloil} = Satın alınan yakıt veya malzeme miktarı
 I_{fueloil} = İhraç edilen yakıt veya malzeme miktarı
 $S_{\text{başlangıç}}$ = Raporlama dönemi başlangıcında bulunan yakıt veya malzeme miktarı
 $S_{\text{bitiş}}$ = Raporlama dönemi bitişinde bulunan yakıt veya malzeme miktarı

Raporlanacak her bir faaliyet verisi için işletmenin, ilgili kademenin belirsizlik eşik değerini sağlaması gerekmektedir. İzleme planında uygulanan kademe gereksiniminin, raporlama dönemi boyunca sağlanması önemlidir.



Belirsizlik değerlendirmesinin, izleme planı ile uyumlu olmasına dikkat edilmelidir.



Örnek 3:

Bir demir çelik tesisinde emisyonların izlenmesi ve raporlanmasında kütle denge yöntemi tercih edilmiştir. Uygulanan izleme planında tanımlanan kademe, laboratuvar analizi gerektirmektedir.

Bu durumda, örnekleme planının raporlama dönemi olan bir yıl boyunca eksiksiz uygulandığından ve laboratuvar analizlerinin tam olduğundan emin olunmalı, bu örnekleme ve analizlere ilişkin belgeler uygun şekilde toplanmalı ve saklanmalıdır.

Numuneler İ&R Tebliği Madde 30-33'e uygun olarak toplanmalı, analizler akredite laboratuvarlara düzenli olarak yaptırılarak analiz sonuçları yıllık emisyon raporunda belirtilmelidir.

Eşik değerlerinin sağlandığına dair bilgi, belge ve kayıtlar kullanılmak üzere mevzuata uygun şekilde tutulmalıdır. Bu bilgiler işletmelerce raporlama ve doğrulama süreçlerinde gerektiğinde sunulabilmelidir.

2.2.1 Sürekli Ölçüm ile Hesaplama

Belirli bir kaynak akışından kaynaklanan emisyonlar, standart yöntem veya kütle denge yöntemi ile hesaplanarak raporlanacaksa ilgili faaliyet verileri ölçüm cihazlarıyla sürekli olarak ölçülebilir, ya da stok değişimlerinden yola çıkılabilir. Faaliyet verilerinin sürekli ölçüm yöntemi ile toplandığı durumlarda, ilgili yakıt ya da malzeme, emisyon kaynağından önce ya da sonra ölçülebilir. Bu yöntemde kullanılan tüm ölçüm cihazları belirsizlik değerleri ilgili kademe gereksinimlerini karşılamalı ve ilgili belgeler işletmelerce raporlamada sunulmalıdır. Kullanılan ölçüm sistemleri işletmenin kontrolü altında ya da işletmeden bağımsız bir ticarî ortağın sorumluluğunda olabilir. Her iki durumda da işletme, yıllık emisyon raporunda gerekli olan kademe seviyesini ve kullanılan kademe seviyesini dikkate alarak, tüm raporlama döneminde erişilen belirsizliği vermelidir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 26,27].

Raporlamada en önemli konulardan birisi, hesaplanan emisyon değerinin ne ölçüde belirsizlik taşıdığı ve verilerin ne ölçüde güvenilir olduğudur. Bu açıdan, faaliyet verilerinin İzleme Planına uygun şekilde, titizlikle toplanmış ve saklanmış olması önem taşır. Belirsizlik değerlendirmesi yapılırken, bağımlı ve bağımsız belirsizlikler birbirinden ayırt edilmelidir. Bir kaynak akışına dair bilgiler, farklı ölçüm cihazlarıyla toplanıyorsa bağımsız belirsizlikten, kaynak akışına dair bir veya birden fazla parametre aynı ölçüm cihazı veya sistemiyle toplanıyorsa bağımlı belirsizlikten bahsedilir.

Ölçüm sistemleri, işletmenin kontrolü altındaysa:



Örnek 4:

Bir tesiste kullanılan yıllık kaynak akışı miktarının belirsizlik değerinin toplama usulü hesaplanması

Bir buhar kazanı, LPG kullanarak tesisteki prosesler için buhar üretmektedir. LPG miktarı, birbirine paralel bağlı 5 gaz hattına monte edilmiş debimetreler (orifis plakası) yardımıyla TS EN ISO 5167 standardı kullanılarak ölçülmektedir. Tesiste kullanılan toplam yıllık LPG tüketim miktarının belirsizlik değeri hesaplanacaktır. Bir yıl içinde tüketilen toplam gaz miktarını bulmak için bu 5 debimetre ölçümü toplanır. Ölçüm cihazları birbirinden bağımsız olduğu için her bir cihazın belirsizlik değeri aşağıdaki şekilde dikkate alınır:

$$B_{\text{toplam}} = \frac{\sqrt{(B_1 \times x_1)^2 + (B_2 \times x_2)^2 + \dots + (B_n \times x_n)^2}}{|(x_1 + x_2 + \dots + x_n)|}$$

B_{toplam} : Kaynak akışı miktarının toplam belirsizliği

$B_1 - B_5$: Her bir debimetrenin ölçümündeki münferit belirsizlik

$x_1 - x_5$: Her bir debimetrenin ölçtüğü ilgili yıllık gaz tüketim miktarı

Hesaplanan toplam belirsizlik değeri, izleme planında yer alan ve raporlama döneminde uygulanan kademe gereksinimiyle uyumlu olmalıdır.

Kullanılan ölçüm sistemlerinin işletmenin kontrolü altında olduğu durumlarda, erişilen belirsizlik değeri tesisler için Örnek 4'te gösterildiği gibi bir belirsizlik değerlendirmesinin sonucu olabilir. Ancak, İ&R Tebliğindeki bazı maddeler belirsizlik değerlendirmesini basitleştirmeye izin vermektedir. İşletme, eğer ölçüm cihazlarını kullanım talimatları doğrultusunda monte ettiyse, mevzuatta ölçüm cihazları için belirlenen azami izin verilebilir hataları veya kalibrasyondan gelen belirsizliği, kullanımdan kaynaklanan belirsizliğin etkisini dikkate almak için ihtiyatlı bir ayarlama faktörü ile çarparak belirsizlik değerini hesaplayabilir. Hesaplanan bu değer, İ&R Tebliği EK-2'de belirtilen kademe tanımlarına uyuyorsa tüm raporlama dönemi boyunca kullanılır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 26(3)].

Bakanlık, işletmeye tesiste kendi kontrolü altındaki ölçüm sistemlerine dayanan ölçüm sonuçlarını kullanmasına ancak kullanılan ölçüm cihazlarının metrolojik kontrole ilişkin mevzuata uygun olduğuna dair belge sunduğunda izin verir. Bu durumda, ilgili ölçüm görevi için metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta yer alan azami izin verilebilir hata, ilave belge sunulmadan belirsizlik değeri olarak kullanılır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 26(4)]. İşletmenin kontrolü altındaki ölçüm sistemleri ile erişilen belirsizlik değerinin uygulanan kademenin belirlediği belirsizlik değerinden düşük olduğu durumlarda faaliyet verisini belirlemek için ilgili değerlerin ölçüm cihazlarından okunması yeterlidir.

Ölçüm sistemleri, işletmenin kontrolü altında değilse:

Faaliyet verileri işletme tarafından ölçülebileceği gibi, faaliyet verilerinin sürekli ölçümünün işletme tarafından yapılmadığı durumlar da söz konusu olabilir. İşletmenin kontrolü dışındaki ölçüm sistemleri kullanıldığında, metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta yer alan gereklilikler uygulanabilir kademedен daha düşük ise, işletme ölçüm sisteminden sorumlu ticarî ortağından uygulanabilir belirsizlik ile ilgili gerekli bilgi ve belgeleri temin eder. Aksi durumda, ilgili ticari işlem için metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta yer alan azami izin verilebilir hata, ilave belge sunulmadan belirsizlik değeri olarak kullanılır.



Örnek 5:

Bir tesiste kullanılan yıllık kaynak akış miktarının belirsizlik değerinin çıkarma usulü hesaplanması

Bir tesiste yakıt olarak doğalgaz kullanılmaktadır. Bu tesisin tükettiği doğalgazın alındığı hattan, İ&R Yönetmelik EK-1'e tabi olmayan başka ikinci bir tesise de doğalgaz verilmekte, ikinci tesise verilen gazın miktarını ölçen doğalgaz sayacı bu ikinci tesisin sınırları içinde yer almaktadır. Birinci tesiste kullanılan toplam yıllık gaz tüketim miktarının belirsizlik değeri hesaplanacaktır. Sözü edilen ikinci tesisin tüketiminden geriye kalan doğalgaz, İ&R Yönetmelik EK-1'e tabi olan ancak ayrı bir doğalgaz sayacına sahip olmayan birinci tesiste yakıt olarak tüketilmektedir. Bu nedenle işletmenin yıllık doğalgaz kullanımı, ana gaz hattından çekilen toplam miktardan İ&R Yönetmelik EK-1'e tabi olmayan ikinci tesise çekilen gaz miktarının çıkarılması ile hesaplanır. Ana hattan geçen doğalgaz miktarı bir sayaç ile sürekli ölçülmekte ve ölçüm verileri yıl boyunca aralıksız kaydedilmektedir.

Çıkarma usulü belirsizlik değeri hesaplaması şu formül yardımıyla yapılır;

$$B_{\text{toplam}} = \frac{\sqrt{(B_{\text{ana}} \times x_{\text{ana}})^2 + (B_{\text{dal}} \times x_{\text{dal}})^2}}{|x_{\text{ana}} - x_{\text{dal}}|}$$

B_{ana} : Ana doğalgaz hattından geçen toplam doğalgaz miktarının ölçülmesindeki belirsizlik

x_{ana} : Ana doğalgaz hattından geçen toplam doğalgaz miktarı

B_{dal} : Dallanarak ana hattan çekilen doğalgaz miktarının ölçülmesindeki belirsizlik

x_{dal} : Dallanarak ana hattan çekilen doğalgaz miktarı

Bu örnekte doğalgaz sayacı, ticari bir ortağın kontrolünde olup şu iki belirsizlik değerinden biri kullanılabilir;

a) Metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta doğalgaz sayacına ilişkin izin verilen azami belirsizlik değeri tespit edilir. Eğer bu eşik değer, İ&R Tebliği'nin şart koştuğu uygulanabilir kademeden daha düşük ise işletme, doğalgazı sağlayan ticari ortakla iletişime geçer ve gerekli belgeleri temin ederek yıllık emisyon raporunda kullanır.

b) Aksi halde işletme, belirsizlik değeri olarak metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta doğalgaz sayacına ilişkin izin verilen azami değeri kullanır.

Örnek tesis için ana gaz hattından bir yıl içinde 500.000 Nm³ doğalgaz çekilmiştir. Ana gaz sayacının belirsizlik değeri %2'dir. Tesis, çektiği gazın 100.000 Nm³'ünü ikinci tesise vermektedir. İkinci tesis, çektiği bu gazın miktarını, metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta azami %5 belirsizlik değerine sahip bir sayaçla ölçmektedir. Örnekteki tesiste yıl içinde kullanılan 400.000 Nm³ (500.000 Nm³ - 100.000 Nm³) toplam doğalgaz miktarının belirsizliği, aşağıdaki şekilde hesaplanır;

$$B_{\text{toplam}} = \frac{\sqrt{(\%2 \times 500.000)^2 + (\%5 \times 100.000)^2}}{|500.000 - 100.000|} = \%2.8$$

Üçüncü bir ihtimal ise işletmenin faaliyet verilerini hem kendi ölçüm sistemleriyle takip ediyor olması, hem de ticari ortağından aynı bilgileri almasıdır. Bu durum, aynı faaliyet verisi için farklı belirsizlik değerlerine sahip iki farklı ölçümün yapılmış olduğu anlamına gelir ve işletme, iki faaliyet verisinin belirsizlik değerlerini karşılaştırır. İşletmenin kendi kontrolündeki ölçüm sistemlerinin kullanımı ile karşılaştırıldığında, işletmenin kontrolü dışındaki ölçüm sistemlerinin kullanımının işletmeye en az bir yüksek kademeyi sağladığı, daha güvenilir sonuçlar verdiği ve kontrol risklerine daha az açık olduğu durumlarda, işletme kendi kontrolü dışındaki ölçüm sistemlerinden faaliyet verilerini belirler. Bu durumda ticari ilişkisinin bulunması şartıyla söz konusu ticari ortağın verdiği faturalardaki miktarlar kullanılır. Aksi takdirde işletme, faaliyet verisi olarak kendi ölçüm cihazlarından okunan değerleri kullanmalıdır.

2.2.2 Stok Değişikliği Dikkate Alınarak Hesaplama

Faaliyet verilerinin belirlenmesinde kullanılabilecek bir diğer yöntem, stok değişikliklerini dikkate alarak ayrı ayrı ölçülen miktarların ilgili takvim yılı için toplanması veya çıkarılmasıdır. Bu yöntemde raporlama dönemi süresince kullanılan yakıt veya malzeme miktarı, satın alınan ve ihraç edilen malzemelere dair veriler ışığında bulunur, tesiste raporlama dönemi başında ve sonunda mevcut stok bilgileri dikkate alınır.

Stok değışikliğı ile ilgili belirsizlik, depolama tesislerinin kapasitesinin yıllık kullanılan ilgili yakıt veya malzeme miktarının en az %5'i olduğı durumda belirsizlik değerdendirilmesine dâhil edilir.



Örnek 6:

Bir ara deponun bulunduğı bir tesiste kullanılan yıllık kaynak akış miktarının stok değışikliğı dikkate alınarak hesaplanması

Bir buhar kazanı, yakıt olarak hafif fuel oil kullanmaktadır. Tesise teslim edilen yakıt miktarı, yakıt tankerlerinde bulunan ve ilgili mevzuata uygun olarak muayene edilmiş cihazlarla ölçülmektedir. Tankerlerle alınan hafif fuel oil, tüketilene kadar 10.000 litre kapasiteli bir tankta depolanmaktadır. Tesisten yakıt ihraç edilmemektedir. Tankın doluluk seviyesi, kalibre edilmiş bir ultrasonik ölçüm cihazı yardımıyla ölçülmektedir.

Tüketilen yakıt miktarı, stok değışimi yöntemiyle aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$\text{Tüketilen yakıt miktarı} = x_T + x_I - x_S$$

x_T : Teslim alınan yakıt miktarı (litre)

x_I : İlk yakıt miktarı (litre)

x_S : Son yakıt miktarı (litre)

Tesisin yakıt tankında raporlama dönemi başında $x_I = 3.500$ litre, dönem sonunda $x_S = 8.500$ litre yakıt olduğı ölçülmüştür. Dönem içinde akaryakıt firmasından belirli aralıklarla toplamda $x_T = 185.000$ litre yakıt alınmıştır.

$$\text{Tüketilen yakıt miktarı} = 185.000 + 3.500 - 8.500 = 180.000 \text{ litre}$$

Fuel oil tankının kapasitesinin yıllık tüketime oranı $10.000/180.000 = \%5,6$ olduğı için mevzuatta belirtilen %5 sınırını geçmektedir. Bu durumda stok değışiminden kaynaklanan belirsizlik de, faaliyet verisinin belirsizliğı hesaplanırken göz önüne alınır [Bkz. İ&R Tebliğı Madde 26(3)].

Faaliyet verisinin toplam belirsizliğı, stok değışimini de göz önünde bulundurduğı için şu şekilde hesaplanır:

$$B_{\text{toplam}} = \frac{\sqrt{(B_T \times x_T)^2 + (B_I \times x_I)^2 + (B_S \times x_S)^2}}{|(x_T + x_I - x_S)|}$$

B_T : Teslim alınan yakıt miktarının ölçülmesindeki belirsizlik

B_I : İlk yakıt miktarının ölçülmesindeki belirsizlik

B_S : Son yakıt miktarının ölçülmesindeki belirsizlik

Teslim alınan yakıt muayene edilmiş ölçüm cihazlarıyla ölçüldüğü için, belirsizlik değeri olarak ilgili mevzuatta söz konusu cihaz için müsaade edilen en yüksek sınır değeri alınır.



Varsayılan değerin birimine dikkat edilmelidir.

Stok değışikliğıne ait veriler işletme tarafından tutulabileceğı gibi, işletmeden bağımsız bir ticarî ortak tarafından da tutuluyor olabilir;

- Bu kayıtların işletme tarafından tutulması halinde stok değışiminin hangi cihazlarla ölçüldüğü, faaliyet verilerine ilişkin hangi kademelerin seçildiğı ve cihazların belirsizlik değeri yıllık emisyon raporunda belirtilir.
- Stok değışimi verilerinin ticari bir ortak tarafından tutulması halinde, bu ortağın işletmeden bağımsız olup olmadığı, ilgili verilerin faturaya tabi olup olmadığı ve İ&R Tebliğı Madde 27(1) koşullarını sağlayıp sağlamadığı gibi bilgiler, yıllık emisyon raporunda belirtilir.

Stok değışikliğıne dair raporlama, İzleme Planı ile uyumlu olacak şekilde yapılır. Stokta bulunan miktarlar mümkün olduğunca doğrudan ölçüm ile belirlenir. Doğrudan ölçümün teknik olarak elverişli olmadığı durumlarda, işletme aşağıdaki yöntemler ile bu miktarları tahmin edebilir [Bkz. İ&R Tebliğı Madde 25 (3)]:

- Geçmiş yıllara ait veriler ve raporlama dönemine ait üretim verileri arasında korelasyon,
- Belgelendirilmiş prosedürler ve raporlama dönemi için denetlenmiş mali tablolardaki ilgili veriler.

2.3 Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesi

Hesaplama faktörleri; standart yöntem ve kütle denge yöntemi kullanıldığı durumlarda emisyonların hesaplanmasında kullanılan net kalorifik değeri, emisyon faktörünü, ön emisyon faktörünü, yükseltgenme faktörünü, dönüşüm faktörünü, karbon içeriğini veya biyokütle oranını ifade eder [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4(ö)].

İşletme, hesaplama faktörlerini belirlerken varsayılan referans değerleri ya da analizlere dayanan değerleri, ilgili kademe gereksinimine uygun olarak kullanabilir. Yıllık emisyon raporunda hangi hesaplama faktörlerinin kullanılacağı İzleme Planında işletme tarafından tanımlanmıştır. Bu plandan sapma olması durumunda işletme, işletme İ&R Tebliği Madde 13 uyarınca gerekli güncellemeleri yapmalıdır.

Yanma emisyonları için hesaplama faktörleri; net kalorifik değer, emisyon faktörü, yükseltgenme faktörü ve biyokütle oranını ifade eder. Kütle denge yöntemi için hesaplama faktörleri, proses emisyonları için proses giren ve çıkan malzemelerin karbon içeriği ve net kalorifik değerinden ibarettir.



Hesaplama faktörlerinin belirlenmesi ile ilgili ayrıntılı bilgi İzleme Planı Kılavuzu Bl. 5.3.7'de bulunabilir.



Uygulamada, hesaplama faktörleri ile ilgili sadece raporlanan değer ve raporlanan değerlerin birimi bilgileri girilir. Hesaplama faktörleri ile ilgili diğer bilgiler (uygulanan kademe, vb.) uygulama tarafından İzleme Planından otomatik olarak çekilir.

2.3.1 Varsayılan Değerleri Kullanma

Her bir kaynak akışı için gerekli olan hesaplama faktörlerine ilişkin kademe gereksinimleri, izleme planında dikkate alınarak uygulanacak kademeler belirlenmiştir. Raporlamada temel olarak bu kademelere uygun hesaplama faktörleri kullanılır. İzleme planı, referans değerlerin kullanılmasını öngörüyorsa yıllık emisyon raporunda hesaplama faktörü olarak aşağıdaki seçeneklerden biri kullanılır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 29(1)];

- İ&R Tebliğ EK-5'te listelenen standart faktörler ve stokiometrik değerler,
- Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (UNFCCC) kapsamında hazırlanan ulusal sera gazı envanteri (NIR) raporlarında kullanılan standart faktörler,
- Malzeme tedarikçisi tarafından belirtilen ve garanti edilen değerler (%95'lik güven aralığı ile, karbon içeriğinin %1'den daha fazla olmaması durumunda),
- Geçmiş malzeme analizlerine dayanan değerler (analizin raporlama döneminde kullanılmış olan malzemeyi temsil edici olduğuna dair bilgi ve belgenin Bakanlığa sunulması gerekmektedir).

Yıllık emisyon raporunda, onaylanmış İzleme Planında belirtilmiş olan ilgili varsayılan referans değerlerinin kullanılması yeterli olup herhangi bir ek analiz veya örnekleme gerekmemektedir.

2.3.2 Analize Dayanan Değerleri Kullanma

Yıllık emisyon raporunda referans değerler yerine analize dayanan değerlerin kullanılması, emisyonların daha sağlıklı hesaplanabilmesine olanak sağlamaktadır. Raporlama dönemi boyunca tüketilen tüm yakıtlar ya da giren/çıkan malzemenin tamamının analiz edilmesi mümkün olmayacağı için örnekleme yoluna gidilir. Bu nedenle alınacak örneklerin doğru ve temsil edici şekilde seçilmesi ve laboratuvar analizlerinin gerekli sıklıkta eksiksiz yapılması, emisyonların tam ve doğru raporlanabilmesi için büyük önem taşır.

Onaylanmış İzleme Planında analize dayanan değerlerin kullanılması öngörülmüş ise yıllık emisyon raporu, öngörülen yöntem ve örnekleme



Örnekleme ve Analize ilişkin daha detaylı açıklamalar için Bakanlık tarafından yayınlanan Örnekleme ve Analize İlişkin Rehber'e bakınız.

planına uygun olarak toplanmış veriler ışığında doldurulur. Örneklerin hazırlanmasına ilişkin yöntemler, sorumluluklar, konumlar, sıklıklar ve miktarlar, örneklerin depolanması ve taşınmasına ilişkin yöntemler, izleme planında belirtildiği şekilde uygulanmalıdır.

Herhangi bir analizin sonucu, sadece alınan örneklerin temsil edeceği zaman aralığı, yakıt ve malzeme lotu için kullanılır. Belirli bir parametrenin belirlenmesi için bu parametre ile bağlantılı olan bütün analizlerin sonuçları kullanılmalıdır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30(3)]; aynı parametreye dair farklı analiz sonuçlarından keyfi seçim yapılamaz. Analiz sonuçlarının, ilgili parametreyi karakterize edebiliyor olması temin edilmelidir. Bu nedenle örneklemenin yapılması kadar alınan örneklerin saklanması, taşınması ve analiz edilmesinde de gerekli özen gösterilmeli ve örnekleme planında raporlama dönemi boyunca yapılacak örnekleme faaliyetleri açıklanmalıdır. Analizi yapılan yakıt veya malzemenin, öngörülen heterojenlik bilgisinden farklı bir yapıya sahip olması gibi durumlarda uygulanacak yöntemler, örnekleme planında belirtilmelidir.

İlgili yakıt veya malzemeyi analiz eden laboratuvar ile işletme, örnekleme planı konusunda tam bir anlaşma sağlamalıdır. Bu anlaşma talep edildiği takdirde yıllık emisyon raporuna eklenir ve doğrulayıcı kuruluşa sunulur [Bkz. İ&R Tebliği Madde 31(1)].



Örnek 7:

Örnekleme Planı İçeriği

Örnekleme planı, örnek olarak aşağıdaki gibi bir içeriğe sahip olabilir. Yıllık emisyon raporu, izleme planında böyle bir plan varsa bu şekilde toplanmış verilerle oluşturulur.

1. Genel Bilgiler: işletmenin ünvanı, örnekleme planının tanımlanması.
2. Sorumluluklar: örnekleme planını hazırlayan kişi, örnekleme planından sorumlu departman (gerekirse laboratuvar) ve diğer sorumluluklar.
3. Örnekleme Araçları: örnekleme amaçları, materyal veya yakıtın adı, kaynak akışının özellikleri, materyal veya yakıtın kaynağı ve menşei, kaynak akışının heterojenliği ve değişkenliğin nedenleri.
4. Örnekleme Metodolojisi: örnekleme sıklığı, örnek alma ve hazırlama (örneğin; ufaltma, parçalama) için ilgili standartlar, örneklemenin yeri ve zamanı, örnekleme için kullanılacak ekipman, personelin kalifikasyonu, örnekleme metodolojisi, analiz örneklerinin oluşturulması, temsil kabiliyetinin gerekçelendirilmesi.
5. Ambalaj, Koruma, Depolama ve Nakliye: referans örnek, analiz/referans örneğinin ambalajı, analiz/referans örneğinin kodlanması, analiz/referans örneğinin korunması, analiz/referans örneğinin depolanması, verilerin saklanması.
6. Analiz Laboratuvarı: laboratuvarın ünvanı, laboratuvarın irtibat bilgileri.

Örnekleme sıklığı: İşletme, örnekleme sıklığı olarak İ&R Tebliği EK-6'da listelenen asgari analiz sıklıklarını uygular. Bu sıklıklar, belirli zaman aralıklarına göre veya giren/çıkan malzeme miktarına göre belirlenir. Bu liste, belli başlı yakıt ve malzemeler için hangi aralıklarla örnekleme yapılması gerektiğini belirler. Eğer analiz edilecek yakıt veya malzeme İ&R Tebliği EK-6'da mevcut değilse Bakanlık, işletmenin daha başka bir sıklıkta analiz yapmasına onay verebilir.

İlgili yakıt veya malzeme bu listede olsa dahi işletme, standart analiz sıklığına gerek olmadığını düşünüyorsa analiz sıklığının değişmesi için Bakanlığa başvurabilir. Analizlerin bu listedeki referans sıklık değerlerinin dışında başka bir sıklıkta yapılması Bakanlık onayıyla ve belirli şartlar altında mümkündür. Talepte bulunan işletme, asgari analiz sıklığının elverişli olmadığı, veya İ&R Tebliği Madde 33-2'de belirtilen şartları kanıtladığı takdirde Bakanlık tarafından izin verilmiş olan analiz sıklığı kullanılır. İ&R Tebliği Madde 33-2'de belirtilen şartlar aşağıda verilmiştir;

Geçmiş veriye dayanarak, mevcut raporlama döneminden bir önceki raporlama dönemine ait analitik değerleri de içeren, söz konusu yakıt veya malzemenin analitik değerlerindeki sapmanın, faaliyet verisinin belirlenmesi ile bağlantılı belirsizlik değerinin 1/3'ünü geçmediği koşullarda ve halihazırda uygulanan analiz sıklığının makul olmayan maliyete yol açtığı durumlarda işletmenin yılın yalnızca bir kısmında çalıştığı veya lotlar halinde sevk edilen yakıt veya malzemenin bir takvim yılından daha uzun sürede tüketildiği durumlar.

2.4 Biyokütle İçeren Kaynak Akışları

Tesiste biyokütle içeren kaynak akışları söz konusuysa, bu kaynak akışlarının sebep olduğu emisyonlar onaylanmış İzleme Planına uygun şekilde toplanmış olan veriler kullanılarak raporlanır. Bir yakıt veya malzemenin içindeki karbon, tamamen fosil kaynaklı olmayıp biyokütle kaynaklı karbon da içeriyorsa, emisyonlar bu husus dikkate alınarak izlenir ve raporlanır. Hem biyokütle, hem de fosil karbon içeren bir yakıtı karışık yakıt, böyle bir malzemeye ise karışık malzeme adı verilir. Bir yakıt veya malzemenin biyokütle kaynaklı karbon içeriğinin toplam karbon içeriğine oranı, ilgili yakıt veya malzemenin biyokütle oranını ifade eder.

İşletmeler, yakıt olarak sadece biyokütle içeren yakıtlar kullanıyorsa yakıtın saflığını belgelemek koşuluyla kademe gereksinimlerinden muaf tutulur. Eğer biyokütle oranı %97'e eşit ya da daha büyükse veya fosil yakıt kaynak akışı önemsiz kategorisindeyse, faaliyet verisini ve ilgili hesaplama faktörlerini belirlemek için, enerji denge yöntemini dahil ederek asgari yöntem kullanılabilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 36 (4)].

Biyokütlenin emisyon faktörü sıfır olarak kabul edilir. Kaynak akışının yalnızca biyokütle içerdiği durumlarda işletme, kademeleri kullanmadan biyokütle içeriği ile ilgili analiz belgesi sunarak biyokütle kaynak akışlarının faaliyet verisini belirler [Bkz. İ&R Tebliği Madde 36(1)].



Ön emisyon faktörü; karışık yakıt veya malzemenin, biyokütle ve fosil karbon oranlarından oluşan toplam karbon içeriğine dayanan toplam emisyon faktörüdür. Karışık yakıt veya malzemenin emisyon faktörü, belirlenen ön emisyon faktörünün, yakıt veya malzemenin fosil karbon oranı ile çarpılmasıyla hesaplanır ve raporlanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 36(2)].



Biyokütleyle ilişkin daha detaylı açıklamalar için Bakanlık tarafından yayınlanan Biyokütle ile İlgili Hususlara İlişkin Rehber'e bakınız.



Torf, ksilitol ve diğer fosil kaynaklı maddeler biyokütle olarak değerlendirilmez.

Atıksu arıtma tesislerinden çıkan çamur ve sunta benzeri orman ürünlerinden kaynaklanan atıklarda tutkal, atık yağ ve benzeri fosil kaynaklı maddelerin mevcut olabileceği dikkate alınmalıdır.



Örnek 8:

Biokütleden Kaynaklı Emisyonlar:

Bir tesiste proses buharı için kömür yakılmaktadır. Tesisin yakınlarında bulunan bir orman ürünleri tesisinin artıkları da talaş olarak satın alınarak tesiste kömüre takviye olarak yakılmaktadır.

Tesisin yaktığı talaşın laboratuvar analizi, bu yakıtın %99,5 oranında biyokütle kaynaklı karbona sahip olduğunu ortaya koymaktadır. Yılda 5.000 ton talaş yakılmaktadır.

Talaşın ön emisyon faktörü:

Talaştaki %0,5 oranındaki fosil temelli maddelerin (tutkal vb.) laboratuvar analizi yapılmış ve şu sonuçlara ulaşılmıştır:

$$\text{Emisyon Faktörü}_{\text{fosil}} = 80,7 \text{ tCO}_2 / \text{TJ}$$

$$\text{NKD}_{\text{fosil}} = 28,0 \text{ TJ/Gg}$$

Talaşın biyokütle kaynaklı kısmı için ise İ&R Tebliği EK-5'teki Odun/Odun atığı referans NKD değeri kullanılır:

$$\text{Emisyon Faktörü}_{\text{biyokütle}} = 0 \text{ tCO}_2 / \text{TJ}$$

$$\text{NKD}_{\text{biyokütle}} = 15,6 \text{ TJ/Gg}$$

$$\text{Ön emisyon faktörü}_{\text{talaş}} = \%99,5 \times 0 \text{ tCO}_2 / \text{TJ} \times 15,6 \text{ TJ/Gg} + \%0,5 \times 80,7 \text{ tCO}_2 / \text{TJ} \times 28,0 \text{ TJ/Gg}$$

$$= 11,3 \text{ tCO}_2 / \text{Gg}_{\text{talaş}}$$

Talaş kaynak akışından kaynaklanan emisyonlar standart yöntemle aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$\text{Emisyon} = \text{FV} \times \text{Ön Emisyon Faktörü} \times \text{YF} = 5.000 \text{ ton talaş} \times 11,3 \text{ tCO}_2 / \text{Gg}_{\text{talaş}} \times 1 = 56,5 \text{ t CO}_2$$

Bu emisyon, önemsiz kaynak akışı olarak nitelendirildiği ve biyokütle kaynaklı yakıtın oranı %97'den yüksek olduğu için (bu iki şarttan birinin gerçekleşmesi yeterlidir) bir kademe uygulanmadan, talaş yakılmasından kaynaklanan emisyonların asgari yöntem ile hesaplanmasına ve raporlanmasına izin verilir.

Kömür yakılmasından kaynaklanan emisyonlar ayrı bir kaynak akışı olup, ayrıca değerlendirilir.

Biyokütle oranının yapılan analizler ile belirlenmesinin teknik olarak elverişli olmadığı veya makul olmayan maliyetlere yol açtığı durumlarda işletme biyokütlenin belirlenmesi için alternatif bir tahmin metodunu kullanabilir.[Bkz. İ&R Tebliği Madde 37(2)]. Bu yöntemin de uygulanmadığı durumlarda, biyokütle oranı sıfır varsayılır ya da biyokütle oranının belirlenebilmesi için sürece giren ve çıkan fosil ve biyokütle karbonunun kütle dengesi üzerine dayandırılan tahmini bir yöntem kullanılır.

2.5 Nihai Emisyonların Hesaplanması

Yukarıda, yıllık emisyon raporunda kullanılacak her bir kaynak akışı için faaliyet verisinin ve hesaplama faktörlerinin nasıl belirleneceği, ilgili kademeleri ve belirsizlik değerlendirilmeleriyle ilgili kurallar açıklanmıştır.

Faaliyet verisi ve hesaplama faktörleri belirlendikten sonra son adım olarak, ilgili kaynak akışının sebep olduğu emisyonlar izleme planında belirlenmiş olan yöntemle (standart yöntem ve kütle denge yöntemi) hesaplanmalıdır.



Raporlanan verilere göre, nihai emisyon miktarı uygulamada otomatik olarak hesaplanır. Hesaplanan veriler "CO₂ fosil" ve "CO₂ biyokütle" olarak ayrı ayrı gösterilir.

2.5.1 Standart Yöntemle Hesaplama

Standart yöntemde faaliyetlerden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının bulunması için faaliyet verileri ilgili hesaplama faktörleri ile çarpılır ve bu şekilde raporlanır. Yanma emisyonları ve proses emisyonları için uygulanan denklemler farklıdır. Bu hesaplamalar, izleme planında işletme tarafından oluşturulmuş prosedür takip edilerek yürütülür.

Standart yöntemde;

- Yakıtların yanmasından kaynaklanan sera gazı emisyonları; her bir kaynak akışı için faaliyet verisi ile net kalorifik değerin ve emisyon faktörünün çarpılmasıyla elde edilir. Yükseltgenme (oksidasyon) faktörü 1 kabul edilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 22(1)].
- Proses emisyonları; sınırları net olarak tanımlanmış proseslerin her birine giren ve çıkan malzemelerin miktarı ve karbon içerikleri hesaba katılarak bulunan faaliyet verisinin, ilgili emisyon faktörü ve dönüşüm faktörü ile çarpılmasıyla elde edilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 22(2)].



Denklem 1:

Yakıtların yanması

$$\text{Emisyon} = \text{FV} \times \text{EF} \times \text{NKD} \times \text{YF}$$

Emisyon = [tCO₂]

FV = Faaliyet Verisi [TJ, t ya da Nm³]

NKD = Net Kalorifik Değer [TJ/Gg]

EF = Emisyon Faktörü [tCO₂/TJ, tCO₂/t ya da tCO₂/Nm³]

YF = Yükseltgenme Faktörü [-]



Denklem 2:

Proses emisyonları

$$\text{Emisyon} = \text{FV} \times \text{EF} \times \text{DF}$$

FV = Faaliyet Verisi [TJ, t ya da Nm³]

EF = Emisyon Faktörü [tCO₂/TJ, tCO₂/t ya da tCO₂/Nm³]

DF = Dönüşüm Faktörü [-]

Yıllık emisyon raporu, izleme planında belirtilmiş olan hesaplama yönteminin gerçek faaliyet verileriyle uygulanmasıdır, bu yöntemlerle izleme planının nasıl oluşturulacağına dair ayrıntılı bilgiler İzleme Planı Kılavuzu Bölüm 5.3'de verilmektedir.

2.5.2 Kütle Denge Yöntemiyle Hesaplama

İzleme Planında kütle denge yöntemi öngörülmüşse, sınırları açıkça çizilmiş bir prosesin kütle dengesi tarafından kapsanan tüm kaynak akışları göz önünde bulundurulmalıdır. Kütle denge yöntemi kullanıldığı durumlarda tesiste CO akışı varsa, CO₂ molar eşdeğer miktarı olarak kütle dengesinden hesaplanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 23].

Denklem 3'te kullanılan faaliyet verisi (FV) birimi t olarak kullanılacağı için kaynak akışının gaz olması durumunda hacim verisini kütleye çevirmek için yoğunluk ile çarpılır. Karbon içeriği (C), ton kaynak akışı için ton karbon miktarını belirler.

Kütle denge yönteminde;

- Yakıtların yanmasından kaynaklanan sera gazı emisyonları; prosese giren ve çıkan her bir malzeme için faaliyet verilerinin ve ilgili karbon içeriğinin, sabit bir faktörle çarpılması ile bulunur. Faaliyet verisi (FV) birimi ton olduğu için kaynak akışının gaz olması durumunda hacim verisini kütleye çevirmek için yoğunluk ile çarpılır. Karbon içeriği (C), ton kaynak akışı için ton karbon miktarını belirler. Yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar özel koşullar haricinde standart yöntemle hesaplanır. Özel koşullar, İ&R Tebliği EK-3'te faaliyetlere göre açıklanmıştır.
- Proses emisyonları; prosese giren toplam karbon miktarından, prostesten çıkan toplam karbon miktarının çıkarılmasıyla bulunur. Aradaki farkın tamamının karbondioksit olarak salım yaptığı varsayılır. Karbon birimini karbondioksite çevirmek için bir sabit değerle çarpılır.



Denklem 3:

Yakıtların yanması

$$\text{Emisyon} = \Sigma(f \times FV_i \times C_i)$$

tCO₂/TJ olarak ifade edilen emisyon faktörleri için:

$$C = (EF \times NKD) / f$$

tCO₂/Nm³ veya tCO₂/t olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: $C = EF / f$

$$f = 3,664 \text{ tCO}_2/\text{tC}$$

EF = Emisyon Faktörü [tCO₂/TJ, tCO₂/t ya da tCO₂/Nm³]

NKD = Net Kalorifik Değer [TJ/t veya TJ/Nm³]

FV = Faaliyet Verisi [t]

C = Karbon içeriği [-]



Denklem 4:

Proses emisyonları

$$\text{Emisyon} = (\text{Toplam Giren Karbon Miktarı} - \text{Toplam Çıkan Karbon Miktarı}) \times f$$

$$f = 3,664 \text{ tCO}_2/\text{tC}$$

Yıllık emisyon raporu hazırlanması, izleme planında belirtilmiş olan hesaplama yönteminin gerçek faaliyet verileriyle uygulanmasıdır. Bu yöntemlerle izleme planının nasıl oluşturulacağına dair ayrıntılı bilgiler İzleme Planı Kılavuzu Bölüm 5.3'de verilmektedir.



Veri akışı faaliyetleri ve kontrol sistemleri ile ilgili ayrıntılı bilgiler İzleme Planı Kılavuzu Bl. 7.1, 7.2 ve 7.7'de bulunabilir.

2.5.3 Eksik ve Kayıp Verinin İkame Edilmesi

Sera gazı emisyonların izlenmesi ve raporlanmasında gerekli veriler uygun şekilde elde edilmemiş veya eksik olabilir. Bu bölümde, hesaplama temelli yöntemler kullanılırken karşılaşılabilecek veri boşluklarının nasıl değerlendirilmesi gerektiği detaylı bir şekilde açıklanmıştır. Ölçüm temelli yöntemler için eksik ve kayıp verilerin ikamesi, Bölüm 3.2.4'de anlatılmaktadır.



Hesaplama temelli yöntemin kullanıldığı durumlarda oluşan kayıp veri, "Veri Boşlukları" sekmesinde raporlanmalıdır. Bu sayfada bütün kaynak akışları listelenmektedir. İlgili kaynak akışı için kayıp verinin belirtilmesi ve ikame edilmesi için "Veri Ekle" butonuna tıklanmalıdır. Sonrasında ise veri boşluğunun başlangıç ve bitiş tarihleri, tanımı, sebepleri, kullanılan yöntemler ve tahmin edilen emisyon değeri kullanıcı tarafından girilmelidir.

Yıllık emisyon raporunda veri boşluklarının oluşmasını engellemek için alınabilecek başlıca önleyici tedbirler, veri akış faaliyetleri için yazılı prosedürlerin ve kontrol sistemlerinin oluşturulması ve uygulanmasıdır. Veri akış faaliyetleri ve kontrol sistemleri ile ilgili bilgiler ve prosedürler izleme planında yer alır. İşletme, Yönetmelik ile D&A Tebliğine uygun olarak, iç tetkik sonuçlarını ve yıllık emisyon raporlarının doğrulanması esnasında doğrulayıcı kuruluşun bulgularını dikkate alarak kontrol sisteminin etkinliğini izler. Kontrol sisteminin etkin olmadığı veya tanımlanmış riskler ile uyumlu olmadığı belirlendiğinde, işletme kontrol sistemini geliştirir. Aynı zamanda, izleme planını, veri akış faaliyetlerini, risk değerlendirmelerini ve kontrol faaliyetlerine yönelik yazılı prosedürlerini günceller [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 48,49*].

Ancak, yıllık emisyon raporunda kullanılmak üzere toplanmış olan bu verilerin, izleme planına uygun şekilde izlenmiş olmaması veya söz konusu verilerin bir kısmının mevcut olmaması halinde, veriler uygun şekilde ikame edilir veya düzeltilir [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 56*]. Verilerle ilgili bu işlemler tesisin sorumluluğunda olup ayrıca doğrulayıcı kuruluş tarafından da uygunluğu belirlenmelidir.



Ölçüm temelli yöntemde kayıp verinin nasıl değerlendirilmesi gerektiği ile ilgili ayrıntılı bilgi Bl. 3.2.4'te bulunabilir.

Veri boşlukları olması durumunda ikame verinin nasıl bulunacağı, izleme planında tesis tarafından daha önce açıklanmışsa, yıllık emisyon raporunda bu husus belirtilerek ikame veri izleme planına uygun şekilde oluşturulur ve hesaplamalarda kullanılır. Eğer ikame veri için tahmin yöntemi izleme planında yer almıyorsa, kullanılan yöntemin ilgili zaman süreci içinde emisyonların eksik tahminine yol açmayacağına dair belgeleri de içerecek şekilde tahmin yönteminin yazılı prosedürü işletme tarafından hazırlanır ve *İ&R Tebliği Madde 13* kapsamında izleme planını günceller [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 56*].

İşletmeler, hatalı verilerini düzeltme yoluna giderken kayıp verilerini ise tahmin ederek ikame eder. Düzeltme veya tahmin gerektirebilecek örnek durumlar Şekil 3'te verilmiştir.

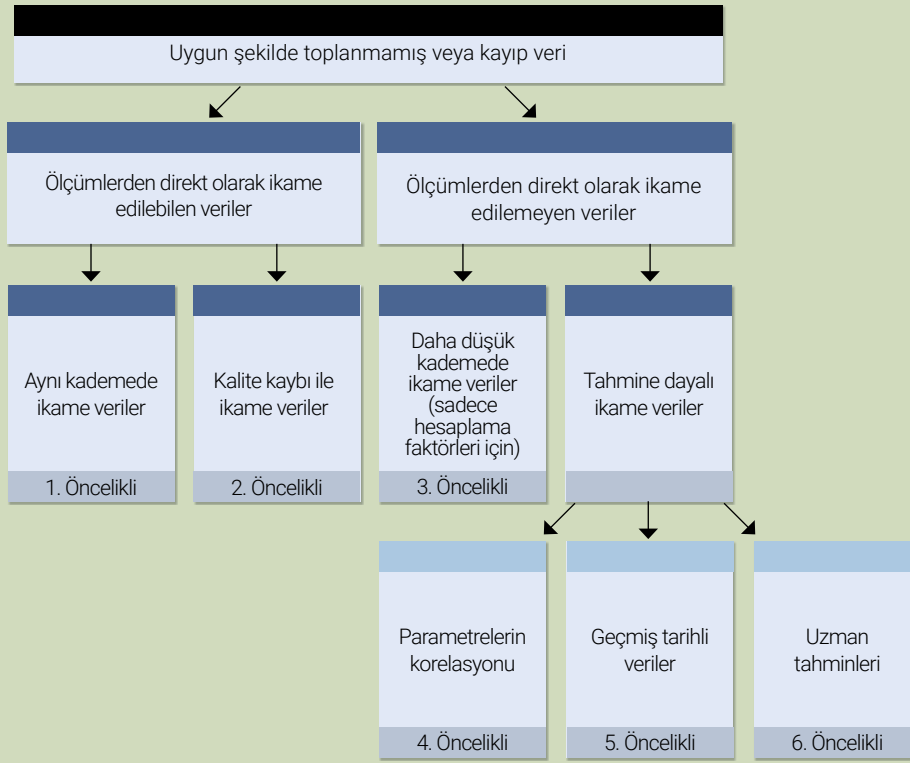


Şekil 3:

Hatalı verinin düzeltilmesi ve kayıp verinin tahminini gerektirebilecek örnek durumlar



Veri toplanması sırasında eksik veya kayıp veri durumu sıkça karşılaşılabildiği için tesislerin önceden bu gibi durumlarda nasıl hareket edeceklerini izleme planlarında tanımlamaları, yıllık emisyon raporunun hazırlanması ve doğrulama aşamalarında kolaylık sağlayacaktır. Bu nedenle işletmenin, izleme planı değişikliğine gerek kalmayacak şekilde yazılı prosedürlerini eksiksiz şekilde izleme planında belirlemesi önerilmektedir. Bunun için işletme, izleme planında birincil veriler için zorunlu olarak hazırladığı yazılı prosedürleri (veri akışı faaliyetleri için yazılı prosedürler), ikincil veriler için de hazırlar. İkincil veriler; birincil veriler ile aynı ya da daha düşük kalitedeki doğrudan ölçümleri ve dolaylı verileri kapsamaktadır [Bkz Örnek 21].

**Şekil 4:****Standart yöntem ve kütle denge yöntemleri kullanıldığında kayıp verilerin ikamesine dair örnek bir prosedür**

Burada gösterilen önceliklere dair ayrıntılı bilgiler, örneklerle beraber aşağıda detaylı olarak açıklanmaktadır.

**Örnek 9:**

Bir faaliyet için birincil ve ikincil veri kaynakları, aşağıda belirtildiği gibi olabilir.

Kaynak akışı	Parametre	Birincil veri kaynağı	İkincil veri kaynağı
Hafif fuel oil	Faaliyet verisi	İşletmenin kalibre edilmiş gaz sayacı	Teslim alınan fuel oil faturaları ve stok değişimleri
Doğal gaz	Faaliyet verisi	Yakıt tedarikçisinin kalibre edilmiş gaz sayacı	İşletmenin kalibre edilmemiş gaz sayacı

Şekil 4'te de, standart yöntem veya kütle denge yöntemi uygulanan izleme planlarında kayıp veya uygun biçimde toplanmamış veri olması durumunda işletmelerin izleyebileceği yaklaşım öncelik sırasına göre sunulmaktadır. Bu yaklaşım, zorunlu olmayıp izleme planlarının uygun şekilde hazırlanması için işletmelere yol gösterici olması açısından anlatılmaktadır.

Eksik ve kayıp verilere dair bir izleme planı hazırlanırken, oluşabilecek farklı senaryolar göz önünde bulundurularak öncelik sırasına göre her bir kaynak akışı veya emisyon kaynağı için hangi durumda verilerin nasıl ikame edileceği net bir şekilde belirlenir. Bu plan birincil veriler için zorunludur. İkincil veriler için sırasıyla adım adım ne gibi bir yol izlenebileceği Şekil 4'ten görülebilir.

Öncelik sıralamasına göre eksik ve kayıp verinin ne şekilde ikame edilebileceği, aşağıda örneklerle açıklanmaktadır.

I. Birinci Öncelik (Kalite kaybı olmadan eksik ve kayıp verinin ölçümlerden direkt olarak elde edilen veriyle ikamesi): Eğer eksik ve kayıp veri, kalite kaybı olmadan ve ölçümlerle direkt olarak tedarik edilebilen verilerle ikame ediliyorsa, bu yöntem öncelikle tercih edilir. İzleme planında öngörülen birincil veri kaynağından elde edilen veriler, raporlama döneminin belirli bir döneminde toplanamazsa, bu verilerin ölçümlerden direkt olarak ikame edilebileceği alternatif kaynaklar kullanılır. Örneğin bir işletmede ana gaz sayacının arızalanması durumunda aynı belirsizlik değerine sahip ve kalibrasyonu yapılmış yedek gaz sayacından sağlanan veriler ikame amaçlı olarak kullanılabilir.



Örnek 10:

Kalite kaybı olmaksızın ölçümlerden direkt olarak ikame edilebilen veri (1. Öncelik)

a. Tüketilen yakıt miktarı için ikame veri:

LPG tüketiminden kaynaklanan emisyonlarını, hesap temelli yöntem kullanarak raporlayacak entegre bir sanayi işletmesi, yıl boyunca kullandığı LPG miktarını tesis içindeki kalibresi ve muayanesi uygun şekilde yapılan bir gaz sayacı yardımıyla %2 belirsizlik ile belirlemektedir. Yakılan gazın miktarı, ana gaz sayacına ilaveten %4 belirsizliğe sahiptir, ancak kalibre edilmiş bir yedek sayaçla da ölçülmekte ve kaydedilmektedir.

Söz konusu işletme, yıllık emisyonları 500.000 t CO₂ üzerinde emisyonu sahip olduğu için Kategori C sınıfına girmektedir. İlgili yakıt (LPG) ticari standart yakıt kapsamında olduğu için, İ&R Tebliği EK-4 uyarınca işletme faaliyet verisi için Kademe 2 uygulayacaktır. İ&R Tebliği EK-2 uyarınca gaz sayacının izin verilebilir azami belirsizlik değeri $\pm\%5$ 'dir.

Raporlama dönemi içinde ana gaz sayacında bir elektrik arızası meydana gelmiş ve 15 gün süreyle tamire gönderilen ana sayaç yerine ölçüm sadece yedek sayaçla yapılmıştır. İşletme, alternatif olarak yakıt tedarikçisinin fatura değerlerinden ve tesis içindeki yakıt tankının stok değişiminden de yıllık tüketimini hesaplama olanağına sahiptir.

Şekil 4'e bakıldığında 1. öncelik, aynı kademede ikame veriler olmalıdır. Yedek sayacın belirsizlik değeri, Kademe 2 gereksinimi olan %5'in altında olduğu için aynı kademede ikame veri olarak değerlendirilir. Bu nedenle, 15 günlük dönem için yedek sayaç ölçümleri yıllık emisyon raporunda kullanılır. Geriye kalan izleme süresi için, daha düşük belirsizliğe sahip olan ana sayaç ölçümleri kullanılır.

b. Hesaplama faktörleri için ikame veri:

Söz konusu işletme, LPG satın aldığı tedarikçiyle yakıtın net kalorifik değerinin periyodik olarak laboratuvar analizleriyle tespit edilmesi konusunda bir anlaşma yapmıştır. Anlaşmaya göre LPG'nin net kalorifik değeri hem işletme, hem de tedarikçi tarafından akredite laboratuvarlarda İ&R Tebliği Madde 30-33 ile uyumlu olacak şekilde aylık olarak analiz ettirilecektir. İzleme Planında birincil veri olarak işletme tarafından yaptırılan analiz sonuçlarının kullanılacağı belirtilmiştir.

Raporlama dönemi içinde işletme, her ayın başında yaptırması gereken analizlerden 1 tanesini hiç yaptırmamıştır. Diğer 2 analizde ise örneklemde problem yaşandığı için sonuçlar hatalı çıkmıştır. Yıllık 12 analiz sonucunun kalan 9 tanesi doğrudur. Bu durumda işletme kendi 9 analiz sonucunu kullanacak, hatalı veya eksik diğer 3 analiz için ise emisyon hesaplamalarında ikame veri olarak kullanmak üzere tedarikçisinin yaptırdığı laboratuvar analizlerinin sonuçlarını alacaktır.

Eğer kalite kaybı söz konusuysa ancak direkt ölçülen verinin ikame amaçlı kullanımı mümkünse Birinci Öncelik yerine İkinci Öncelik uygulanır.

II. İkinci Öncelik (Kalite kaybı ile eksik ve kayıp verinin ölçümlerden direkt olarak elde edilen veriyle ikamesi): Tüketilen yakıt veya hammadde miktarını ölçen cihazın kalibrasyonunun izleme planına uygun şekilde yapılmamış olması ya da hiç kalibre edilmemiş cihazın belirsizlik değerinin kademe gereksiniminde belirtilen belirsizlik değerini karşılamaması durumunda ikame veride kalite kaybı olduğu varsayılır. Bu durumda ikame veri yukarı yönlü düzeltilir.

Hesaplama faktörleri konusunda belirsizlik değerinin artması durumunda da ikame veri yukarı yönlü düzeltilir. Örneğin tüketilen yakıtın analizlerinin akredite bir laboratuvar yerine işletmenin kendi laboratuvarında yapılması durumunda belirsizlik artacağı için ikame veri kalitesi düşecektir. İşletme, bu kaybı telafi etmek için bir ayarlama faktörü önerir ve uygular.

Ölçümlerden toplanan verilerle eksik ve kayıp verinin direkt olarak ikame edilebildiği durumlarda genellikle ikame verinin alındığı sistemin belirsizliği sayısal olarak hesaplanabilir:

- Yakıt veya hammadde miktarının ikame edilmesindeki belirsizliğin hesaplanması için bu kılavuzda yer alan belirsizlik hesaplama yaklaşımlarından yararlanılabileceği gibi, ikame verinin alındığı sistemle birincil verinin sağlandığı asıl sistemin belirsizliklerinin karşılaştırılması veya asıl sistemin bir doğrulayıcı kontrolünde yeniden kalibre edilmesi gibi yöntemlerden de faydalanılabilir.
- Hesaplama faktörlerinin ikame edilmesindeki belirsizliğin hesaplanması için örneğin tesisteki bir laboratuvar da elde edilen analiz sonuçlarının akredite bir laboratuvara yaptırılacak analizlerle karşılaştırılmasına gidilebilir. Bu durumda iki analiz arasındaki farktan yola çıkılarak ikame veriler Şekil 5 yardımıyla yukarı yönlü düzeltilir. Farklar sayısal olarak tespit edilemiyorsa işletme, nedenlerini açıklayarak ihtiyatlı bir ayarlama faktörü önerir ve ikame veriyi bu faktörle yukarı yönlü düzeltir. Bu yöntemlere dair örnek hesaplamalar Örnek 11’de örneklendirilmiştir.



Şekil 5:
Karşılaştırma analizleri yardımıyla ikame verinin düzeltilmesi

Karşılaştırma Analizi Sayısı*	Emisyonların birincil veri kaynağına kıyasla yüksek tahmin edilmesi	Emisyonların birincil veri kaynağına kıyasla düşük tahmin edilmesi
1	Düzeltilme gerekmez.	Karşılaştırma analizi sonuçları arasındaki fark ikame veriye eklenir.
2–19	Düzeltilme gerekmez.	Karşılaştırma analizleri sonuçları arasındaki en yüksek fark ikame veriye eklenir.
≥20	Düzeltilme gerekmez, ya da; Sistemik hata düşülür ¹ , istatistiksel hata eklenir ² .	Karşılaştırma analizleri sonuçları arasındaki en yüksek fark ikame veriye eklenir, ya da; Karşılaştırma analizleri sonuçları arasındaki farkların standart sapması 2 ile çarpılarak, bu farkların ortalamasıyla toplanır ve ikame veriye eklenir.

*Bu analiz sayıları mevzuatta yer almayıp, işletmeler için öneri mahiyeti taşımaktadır. İkame veriler, vaka bazında Bakanlık onayına tabidir.

¹Akredite analiz sonuçlarından sapmaların ortalaması elde edilir.

²İstatistiksel hata, analiz sonuçlarının farkları arasındaki standart sapmanın 2 katı olarak alınır.



Örnek 11:

Kalite kaybı ile ölçümlerden direkt olarak ikame edilebilen veri (2. Öncelik)

Kalite kaybı olsa dahi ölçümlerden direkt olarak ikame edilebilen veri olması durumunda işletme, aşağıda örneklendirilen yöntemlerden uygun olanını seçerek ikame veriyi düzeltmek için kullanır.

a. Daha yüksek belirsizlikliğe sahip ölçümler kullanılarak verinin düzeltilmesi:

Tükettiği doğalgaz için Kademe 4'e tabi bir işletme, tükettiği gaz miktarını %1 hata payına sahip ana gaz sayacıyla ölçmektedir. Bu sayaç, mekanik bir arıza sonucu bir hafta süreyle devre dışı kaldığı için %2 hata payına sahip kalibre edilmiş yedek gaz sayacının verileri ikame amaçlı kullanılacaktır.

Kademe 4 için belirsizlik değeri %1,5 olduğu için yedek sayacın verileri %0,5 farkla kademe şartını sağlayamamaktadır. Eksik birincil verinin söz konusu olduğu bir haftalık dönemde yedek sayaç 6.000 m³ gaz akışı ölçmüştür. Belirsizlik değerinin yarattığı kalite kaybının önüne geçmek için ölçülen ikame veri değeri %0,5 oranında artırılarak kullanılır:

Belirsizlik eşiği farkı: %2 – %1,5 = %0,5

Düzeltilmiş ikame veri: 6.000 m³ × (1 + %0,5) = 6.030 m³

b. Karşılaştırma analizleri ile ikame verinin düzeltilmesi:

Kömür yakarak elektrik üreten bir termik santral, kullandığı kömürün net kalorifik değerini İzleme Planına aykırı şekilde tüm raporlama dönemi boyunca akredite olmayan, ancak TS EN 17025 standardına eşdeğer gereksinimleri karşılayan bir laboratuvara analiz ettirmiştir. Akreditasyon eksikliğinden kaynaklanan belirsizliği belirlemek üzere, analizlerin yapıldığı laboratuvarla temasa geçilerek kömür numunelerinden kullanılmayan 4 örnek tespit edilmiştir. Her bir örnek, hem söz konusu laboratuvara hem de Bakanlık laboratuvarına gönderilerek iki laboratuvarla analiz ettirilmiştir. Numunelerin NKD değerleri için şu analiz sonuçları alınmıştır:

Karşılaştırma analizi no:	#1	#2	#3	#4
Akredite olmayan laboratuvar (TJ/Gg)	94,1	93,6	92,8	93,1
Bakanlık laboratuvarı (TJ/Gg)	96,2	95,3	96,9	94,4
Fark (TJ/Gg)	-2,1	-1,7	-4,1	-1,3

Sonuçlar istatistiksel yöntemlerle (örneğin; hipotez testi ile) birbiriyle karşılaştırılır. Bu örnekte, akredite olmayan laboratuvarın %95 güven aralığıyla NKD'i düşük ölçtüğü için sera gazı emisyonlarını düşük tahmin ettiği tespit edilmiştir. Bu nedenle ikame verilerin yukarı yönlü düzeltilmesi gerekmektedir. Düzeltmenin nasıl yapılacağı, Şekil 4 ve Şekil 5 yardımıyla belirlenir. Bu amaçla işletme, Bakanlık laboratuvarında 4 karşılaştırma analizi yaptırmıştır. Karşılaştırma analizi sayısı 20'den az olduğu için düzeltme, karşılaştırma analizleri sonuçları arasındaki en yüksek fark kullanılarak yapılır. Bu nedenle raporlama dönemi boyunca kullanılacak tüm ikame NKD değerleri için akredite olmayan laboratuvar analiz sonuçlarına 4,1 TJ/Gg eklenir.

c. Hesaplanamayan belirsizlik değerine sahip ikame verinin düzeltilmesi:

Tükettiği doğalgaz için Kademe 4'e tabi bir işletme, tükettiği gaz miktarını %1 hata payına sahip ana gaz sayacıyla ölçmektedir. Bu sayaç, mekanik bir arıza sonucu bir hafta süreyle devre dışı kaldığı için %2 hata payına sahip yedek gaz sayacının verileri ikame amaçlı kullanılacaktır. Ancak yedek sayacın kalibrasyonu yapılmamıştır.

Doğalgaz faaliyet verisi için işletme, %1,5 belirsizlik eşiği uyguladığı için yedek sayacın belirsizliğinden kaynaklı bir veri kalite kaybı söz konusudur. İşletme, ikame veriyi yukarı yönlü düzeltmelidir. Ancak yedek sayacın kalibrasyonu zamanında yapılmadığı için tam belirsizliği tespit etmek mümkün değildir.

Bu durumda işletme, tüm ikame verileri yukarı yönlü düzeltmek amacıyla bir ayarlama faktörü önerir ve bu önerisini nedenleriyle açıklar. Bu örnekte işletme, ana gaz sayacı ve yedek gaz sayacının birlikte çalıştığı dönemlerdeki tüm ölçüm değerlerini tek tek karşılaştırmış ve aralarındaki farkın (söz konusu arıza dönemi hariç) hiçbir zaman %1,6 değerini geçmediğini kanıtlarıyla sunmuştur. Bu değer, yedek sayacın kalibre olduğu ve olmadığı tüm dönemi kapsamaktadır. Bu nedenle işletme, aradaki farkı ihtiyatlı olması açısından %2 olarak yukarı yuvarlar ve bu farkı, ana gaz sayacının hata payı olan %1'e ekleyerek yedek sayacın tahmini belirsizlik değerini %3 olarak önerir. Bu açıklamaları yıllık emisyon raporunda ayrıntılı şekilde belirtir. Önerilen bu değer, yedek sayacın kalibre edildiğinde geçerli olan hata payından daha yüksek olması gerekir. İkame veri, düzeltme katsayısı yardımıyla yukarı yönlü düzeltilir.

Belirsizlik eşiği farkı: %3 – %1,5 = %1,5

Düzeltilme katsayısı: 1 + %1,5 = 1,015

Düzeltilmiş ikame veri: 6.000 m³ × 1,015 = 6.090 m³

Eğer ikame veri, direkt ölçümden elde edilemiyorsa 3. Öncelik'in uygulanabilir olup olmadığı kontrol edilir.

III. Üçüncü Öncelik (Eksik ve kayıp verinin ölçümlerden direkt olarak elde edilemeyen daha düşük kademeye sahip veriyle ikamesi): Birincil verinin eksik ve kayıp olması durumunda ikame amaçlı veri, direkt olarak ölçülmüyor olabilir. Eğer söz konusu ikame veri, daha düşük kademeye sahipse ancak tahmin yoluna gidilmeden bulunabiliyorsa bu Öncelik kullanılır. Bu durum, sadece hesaplama faktörleri için geçerlidir. Örneğin Kademe 3 ile tespit edilmesi gereken bir hesaplama faktörünün, eksik olduğu dönemler için standart referans değerleriyle (Kademe 1 veya Kademe 2) ikamesi yoluna gidilir.



Örnek 12:

Hesaplama faktörünün belirsizliği bilinen bir referans değer ile ikamesi (3. Öncelik)

Bir tesis, yakıt olarak motorin kullanmaktadır. Raporlama dönemi içinde bir işletme, akredite bir laboratuvar yardımıyla yapması gereken bir yakıt analizini teknik bir problem sebebiyle yapamamıştır. Bu durumda, analizle belirlenmesi gereken işletmeye özel NKD değeri, referans NKD kullanılarak ikame edilecektir. Örnekteki işletmenin kullandığı motorin için bu değer 74,1 t CO₂/TJ olup ikame hesaplama faktörü olarak kullanılır.

Burada açıklanan yöntem, hesaplama faktörleri için geçerli olup faaliyet verisinin kayıp olması durumunda 3. Öncelik uygulanamaz ve verilerin ikamesi tahmin yoluyla yapılır.

IV. Dördüncü Öncelik (Direkt olarak elde edilemeyen verinin korelasyon yoluyla tahmini): Eksik ve kayıp faaliyet verisi, ölçüm yoluyla toplanmış başka bir veri setinden çekilemiyorsa, söz konusu kayıp veriler tahmin edilerek ikame edilir. Korelasyon yaklaşımı, faaliyet verisi ve hesaplama faktörleri için uygulanabilir ve bir korelasyon katsayısı kullanılarak yapılır.

Belirlenecek korelasyon katsayısı, kayıp verinin olduğu zaman aralığının öncesi veya sonrasında da kullanılmalı ve hesaplanan verilerin birincil veri kaynağınca ölçülmüş olan veriyle karşılaştırılmalıdır. Denklem 10 ile hesaplanan ve ölçülen veri arasında farktan bir standart sapma değeri hesaplanır. Bu standart sapma değeri 2 ile çarpılarak, kayıp verinin olduğu süre için korelasyon katsayısı ile hesaplanmış olan ikame veriye eklenir.

Bu yöntemin uygulanabilmesi için gereken veriler paralel olarak toplanmamışsa korelasyon katsayısı, bilimsel kanıtlanmış bağlantılar üzerinden de belirlenebilir (örneğin; tipik bir buhar kazanında yakıt başına üretilen buhar miktarı). Bu durumda işletme, ihtiyatlı bir katsayı önerir, bu katsayıyı sebepleriyle açıklar ve kayıp veriyi bu katsayı ile düzeltir.

**Örnek 13:****Bağılantılı veri ile korelasyon katsayısı hesaplanarak ikame verinin düzeltilmesi (4. Öncelik)**

Bir buhar kazanında doğalgaz kullanılmaktadır. İşletmenin tükettiği gaz miktarı, tesisteki bir gaz sayacı ile ölçülmektedir. Meydana gelen bir yazılım arızası sebebiyle gaz sayacı 2 saat boyunca hatalı ölçüm yapmıştır. Bu süre içerisindeki doğalgaz tüketimi, aynı dönem içinde uygun şekilde ölçümü yapılmış buhar miktarı ile aralarında bir korelasyon kurularak yapılır.

İşletmenin buhar üretimi ve arıza dışındaki saatler için doğalgaz tüketimi verisi mevcuttur.

Saat	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00
Buhar (t)	59,2	62,3	61,0	58,9	60,5	60,2	59,9	60,4
Yakıt (Nm ³)	2.411	2.527	2.458	?	?	2.434	2.422	2.475
Yakıt/Buhar oranı (Nm ³ /t)	40,73	40,57	40,30			40,44	40,44	40,98

Hesaplanan yakıt/buhar oranı verileri, virgülden sonra iki rakama yuvarlanırken toplam emisyonların olduğundan daha az hesaplanmasının önüne geçebilmek için yuvarlamalar yukarı yönlü yapılmıştır.

Korelasyon katsayısının bulunması için, yakıt/buhar oranı eldeki tarihsel veriler için hesaplanır. Bu hesap, kayıp verinin meydana geldiği zamandaki işletme şartlarını temsil edecek bir zaman aralığı için yapılır. Temsil edici verilerin ortalaması ve standart sapması Denklem 10 yardımıyla aşağıdaki gibi hesaplanmıştır:

$$\bar{C} \text{ (yakıt/buhar oranı)} = (40,73 + 40,57 + 40,30 + 40,44 + 40,44 + 40,98) / 6 = 40,58 \text{ Nm}^3 \text{ doğalgaz /t buhar}$$

$$\text{Standart sapma } (\sigma_c) = 0,25 \text{ Nm}^3 \text{ doğalgaz /t buhar}$$

$$\text{Korelasyon katsayısı} = + 2\sigma_c = (40,58 + 2 \times 0,25 \text{ Nm}^3) = 41,07 \text{ Nm}^3 \text{ doğalgaz /t buhar}$$

Korelasyon katsayısı kullanılarak eksik veri, buhar verileri yardımıyla ikame edilir;

$$\text{Saat 05:00 kayıp verisi: } 58,9 \text{ t buhar} \times 41,07 \text{ Nm}^3/\text{t buhar} = 2.419 \text{ Nm}^3$$

$$\text{Saat 06:00 kayıp verisi: } 60,5 \text{ t buhar} \times 41,07 \text{ Nm}^3/\text{t buhar} = 2.485 \text{ Nm}^3$$

Eksik ve kayıp verinin söz konusu olduğu her durumda bu tip bir korelasyon kurulamayabilir. Bu gibi durumlarda, aşağıda açıklandığı üzere tarihsel veriler kullanılarak ikame yoluna gidilebilir.

V. Beşinci Öncelik (Eksik ve kayıp verinin tarihsel veriyle ikamesi): Bu yöntem, daha önce açıklanmış olan ikame yöntemlerinin uygun olmadığı, eksik ve kayıp verinin tarihsel veriler yardımıyla ikame edilebildiği durumlarda hem faaliyet verisi, hem de hesaplama faktörleri için kullanılabilir. Tarihsel verilerin temsil edici ve ikame amaçlı kullanımının doğruya yakın sonuçlar vereceği yıllık emisyon raporunda açıklanmalı ve belgelerle desteklenmelidir.

İkame veriler, tarihsel veri ortalamasına 2 standart sapma eklenerek oluşturulur. Bu istatistiki yöntem için geçmiş tarihli en az 20 veri noktası kullanılmalıdır³. Bu veri noktaları, mümkün olduğunca veri kaybının gerçekleştiği zaman aralığının öncesini ve sonrasını kapsamalıdır. Eğer kayıp verinin öncesi ve sonrasındaki işletme şartları, tesiste kayıp verinin gerçekleştiği zamanki işletme şartlarından farklıysa bu durumda işletme şartlarına en yakın veri noktaları seçilir.

İkame veri için veri noktası sayısı 20'den daha azsa, mevcut veri noktaları arasındaki en ihtiyatlı (en düşük veya en yüksek) veri noktası seçilerek ikame veri oluşturulur. Bu yaklaşım sadece hesaplama faktörleri için kullanılabilir. Kullanılan yakıtlar belirli bir karaktere sahip olmayıp fazlasıyla değişken yapıdaysa standart sapma hesaplanamaz. Bu durumda işletme, ikame veriyi önereceği ve açıklayacağı bir ayarlama faktörü ile çarparak elde eder.



Veri ikamesi yapılırken emisyonların olduğundan daha az hesaplanmasına yol açacak yuvarlamalardan kaçınılması gerekmektedir.

³Bu rakam mevzuatta belirtilen bir değer olmayıp, işletmelere yönelik bir öneri mahiyeti taşımaktadır. Veri ikamesi, vaka bazında Bakanlık onayına tabidir.

**Örnek 14:****Tarihsel veri ile ikame veri tahmini (5. Öncelik)****a. İstatistiki yöntemle tahmin**

Pik demir üretimi yapan bir tesis, kütle dengesi yöntemi kullanarak emisyonlarını hesaplamaktadır. Silolardan bantlara alınan şarj malzemeleri, konveyör bant yardımıyla tartılmaktadır. İşletme sırasında, tartma işleminin kalibrasyona rağmen hatalı yapıldığı tespit edilmiştir. Sistemdeki arıza giderilene kadar prosese giren şarj malzemesinin miktarı, tarihsel veri ile tahmin edilecektir.

35 gün süren bu arıza dönemindeki işletme şartlarıyla, arızadan önceki 20 günün işletme şartlarının (kapasite kullanım oranı, enerji tüketimi vb.) çok benzer olduğu belirlenmiştir. Bu 20 günlük süre için yüksek fırına şarj edilen madde miktarı saatlik olarak mevcuttur. Bu nedenle $20 \text{ gün} \times 24 \text{ saat/gün} = 480$ veri noktası mevcuttur.

Elde 20'den fazla geçmiş tarihli veri noktası bulunduğu için istatistiki yöntemle tahmin yoluna gidilmiştir. Bu veri noktalarının standart sapması (σ_c) 0,75 ton ve ortalaması ($\bar{C}$) 12,0 ton olarak hesaplanmıştır. İkame veri, 35 günlük süre boyunca her saat için Denklem 10 ile şu şekilde tahmin edilir:

Saatlik ortalama şarj miktarı (ton/saat) = $12,0 \text{ ton} + 2 \times 0,75 \text{ ton} = 13,5 \text{ ton/saat}$.

İkame faaliyet verisi (35 gün için toplam) = $35 \text{ gün} \times 24 \text{ saat/gün} \times 13,5 \text{ ton/saat} = 11.340 \text{ ton}$

Yıllık emisyon raporunda işletme şartlarının benzerliği açıklanmalı, belgelenmeli ve ikame verinin hesaplama ayrıntıları belirtilmelidir. Benzeri arızaların sonraki raporlama dönemlerinde tekrarlanmaması için gerekli önlemler alınmalıdır.

b. Ayarlama faktörü ile tahmin

Bir kireç tesisinde kullanılan kireçtaşının içindeki karbonat oranı düzenli olarak analiz edilmektedir. İşletme, tek bir kireç ocağından çıkan kireçtaşı kullanmaktadır. Farklı bir jeolojik yapıya denk gelmesi sebebiyle son aylarda ocaktan çıkarılan kireçtaşının karbonat içeriğinde düzenli bir artış gözlenmiştir.

Arada geçen 3 ay için kireçtaşı analizlerinde aksaklık yaşandığı için karbonat oranı verilerinde eksiklik vardır. Bu 3 aylık zaman aralığının öncesinde ve sonrasında karbonat yüzdesindeki artışın devam ettiği görülmektedir.

Böyle bir durumda istatistiksel yöntemler kullanılamayacağı için işletme, ihtiyatlı bir ayarlama faktörü önerir. Bunun için tarihsel ve eksik verinin olduğu dönemi temsil edebilecek bir zaman aralığı seçilir ve karbonat oranı önerilen bir katsayı ile çarpılarak yukarı yönlü düzeltilir.

Eldeki tarihsel verilerin, eksik ve kayıp verinin söz konusu olduğu dönemi temsil edememesi ve başka bir tahmin veya ikame yönteminin bulunmaması durumunda işletme uzman görüşüne başvurur.

VI. Altıncı Öncelik (Eksik ve kayıp verinin uzman görüşü ile ikamesi): Eksik ve kayıp verinin yukarıda anlatılan diğer alternatifler yöntemlerle belirlenmesinin mümkün olmadığı durumlarda işletme, yukarıdaki yöntemleri uygun şekilde kombine edebilir ve gerekirse uzman görüşüne başvurur. Bu yöntem, değişken ve önceden öngörülemez proseler için kayıp ve eksik verilerde (örneğin; alev bacası, hurda metal şarjı) kullanılır. Eksik veya kayıplar; temsili tarihi veri, literatür veya mevzuat yardımıyla tahmin edilemiyorsa işletme uygun ve ihtiyatlı bir tahmin yöntemi önerir. Her bir eksik ve kayıp veri yığını vaka özelinde değerlendirilir. Uzman görüşünden yararlanılıyorsa, ikame verinin emisyonları olduğundan daha az tahmin etmemesi sağlanır ve bu durum sebepleriyle açıklanır.

**Örnek 15:****Uzman görüşü veya diğer yöntemlerin kombine edilmesiyle veri ikamesi (6. Öncelik)**

Bir kimya işletmesi, tesisteki makine montaj çalışmaları sebebiyle bir ay içinde farklı günlerde bazı proselere ara vermiştir. Bu günlerde tesisin içindeki diğer proselerden kaynaklanan atık gazlar, alev bacasında yakılmaya devam edilmiştir. Ancak ne miktarda gazın yakıldığı kaydedilememiştir. Alev bacasına giden gazın miktarı, son derece değişkendir.

Bu durumda daha önce tesiste gerçekleşen benzeri montajlar sırasında oluşan proses şartlarına bakılır. İki tarihteki proses şartları bir uzman tarafından karşılaştırılarak eksik ve kayıp verinin söz konusu olduğu dönemde alev bacasında yakılan atık gaz miktarının ne kadar olabileceği tahmin edilir. İşletmedeki diğer proseler ve parametreler dikkate alınır. Bu tahmin ihtiyatlı olmalı, hesaplamalar ve varsayımlar açık şekilde yıllık emisyon raporunda belirtilmelidir.

BÖLÜM 3: ÖLÇÜM TEMELLİ YÖNTEM

Yıllık emisyon raporlarında Bakanlığa sunulacak doğrulanmış emisyon değerleri, hesaplama temelli yöntemler yardımıyla tesiste kullanılan ve tesisten çıkan malzeme miktarlarına, ya da tüketilen yakıt özelliklerine ve miktarına dayanarak dolaylı olarak hesaplanabilir. Bir diğer alternatif ise, bu emisyonları doğrudan baca gazından ölçmektir. Böylece dolaylı hesaplamalara gerek kalmadan, raporlama dönemi boyunca gerçekleşen emisyonlar birebir ölçülebilir.

Ölçüm temelli yöntemle tespit edilen emisyonlar, hesaplama yoluyla teyit edilir ve bu hesaplamalar yıllık emisyon raporunda gösterilir. İşletme, aynı emisyon kaynakları ve kaynak akışları için değerlendirilen her bir sera gazının yıllık emisyonlarını hesaplayarak, ölçüm temelli yöntem ile belirlediği emisyon miktarları ile karşılaştırır. Nitrik asit üretiminden kaynaklanan N_2O emisyonları ve transfer edilen sera gazları için teyit hesaplaması zorunluluğu bulunmamaktadır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 44].

Ölçüm temelli yöntemde temelde iki parametre izlenir ve raporlanır; baca gazındaki sera gazı konsantrasyonu ve baca gazı akış miktarı. Bu iki parametrenin çarpımı, tesisin sebep olduğu emisyonları verir. Bu emisyonların kapsamına, başka tesislere transfer edilen emisyonlar da dâhil edilmelidir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 19(1)]. Bu ölçümlerin yapılabilmesi, bu iki parametrenin sürekli olarak uygun cihazlarla ölçülmesi ve kaydedilmesini gerektirir. Ölçüm temelli yöntemde sera gazı emisyonları SEÖS'ün (Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri) bulunduğu ölçüm noktalarında sürekli olarak izlenir ve ölçülen değerler periyodik olarak kaydedilir. Bacadan, bağımsız numunelerin toplanmasına dayalı ölçüm yöntemleri bu kapsamda değerlendirilmez.

Yıllık emisyon raporunda bulunan ölçüm temelli yöntem ile ilgili bölüm, İzleme Planının ilgili bölümü ile uyumlu olmalıdır.

3.1 İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporu Bağlantısı

İzleme planında bu bölümle ilgili belirlenmiş olan veriler ve raporlamada neler yapılması gerektiği aşağıdaki şekilde özetlenmiştir. Şekil 6, her bir emisyon kaynağı için ayrı ayrı dikkate alınmalıdır.



SEÖS ile ilgili ayrıntılı bilgi
İzleme Planı Kılavuzu Bl.
5.4.1'de bulunabilir.



Şekil 6:

Hesap Temelli Yöntemde İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporunun Aşamaları

İzleme Planı

Hangi emisyonların SEÖS ile izleneceğinin belirlenmesi
(CO₂, N₂O, Transfer Edilen / Dâhili CO₂)

Sürekli ölçüm cihazlarının konumlarının belirlenerek
kalibrasyonlarının kontrol edilmesi

Tesiste emisyona sebep olan sera gazlarının miktarları ve tesis kategorisi kullanılarak
kademelerin belirlenmesi

Gereken kademe dikkate alınarak uygulanacak olan kademenin seçilmesi

Belirlenen kademe ve emisyona sebep olan sera gazları kullanılarak
da ölçüm cihazlarının izin verilen maksimum belirsizlik değerlerinin belirlenmesi

Biyokütle kullanımının söz konusu olup olmadığının belirlenmesi
ve gerektiğinde biyokütle oranının nasıl hesaplanacağını belirlenmesi

Emisyon kaynağındaki ilgili gazların konsantrasyonlarının izlenmesi ve raporlanması

Emisyon kaynağındaki baca gazı akışının izlenmesi ve raporlanması

Emisyon kaynağından çıkan toplam emisyonun, gazların konsantrasyonu,
baca gazı akışı ve varsa biyokütle oranı aracılığı ile belirlenmesi

Ölçüm temelli yöntemlerle elde edilen emisyonların, teyit hesaplarıyla
karşılaştırılarak dahili incelemenin gerçekleştirilmesi

Yıllık Emisyon Raporu



İzleme Planı'nda ÖN1, ÖN2 ... olarak etiketlenmiş olan ölçüm noktaları "Ölçüm Temelli" sekmesinde listelenmektedir. Yıllık emisyon raporuna her bir ölçüm noktasına ait ilgili verilerin girilmesi için "Raporlama Verisi" butonu kullanılmalıdır. Bu buton hem CO₂, hem de N₂O emisyonunun izlendiği ölçüm noktaları için kullanılabilir.

3.2 Ölçümlerin Yapılması ve Raporlanması

Bütün ölçümler, 12/10/2011 tarihli ve 28082 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri Tebliği hükümleri uyarınca yürütülür. İşletme, ekipmanların yeri, kalibrasyonu, ölçümü, kalite güvencesi ve kalite kontrolünü de dahil ederek sürekli ölçüm sistemlerinin bütün yönlerini dikkate alır TS EN 14181 standardı hükümleri uyarınca yürütülür. İşletme, sürekli emisyon ölçüm sistemlerinin (SEÖS) bacadaki yeri, kalibrasyonu, ölçümü, kalite güvencesi ve kalite kontrolünü de dâhil ederek TS EN 15259 standardını dikkate almalıdır. [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 40*].

Bir tesisten kaynaklanan emisyonların tek bir emisyon kaynağı olarak ölçülemeyeceği durumda, işletme bu kaynaklardan gelen emisyonları SEÖS ile ayrı ayrı ölçer ve raporlama dönemi boyunca kaydettiği değerleri yıllık raporunu hazırlarken toplar [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 41(2)*]. Ölçüm temelli yöntem N_2O emisyonları için zorunlu olup, CO_2 için işletme tercih ederse kullanılabilir.



Uygulamada her bir ölçüm noktası için girilmesi gereken veriler arasında şunlar bulunmaktadır: ilgili kaynak akışına referans (var ise), sera gazının küresel ısınma potansiyeli, fosil ve biyokütle için destekleme hesaplamalarının sonucu, sera gazı konsantrasyonu (yıllık saatlik ortalama), baca gazı akışı (yıllık saatlik ortalama), çalışma saati, biyokütle oranı, biyokütle ve enerji kaynaklı toplam enerji içeriği.

Yıllık toplam baca gazı akışı ve toplam sera gazı emisyonları uygulama tarafından otomatik olarak hesaplanmaktadır.

3.2.1 CO_2 Emisyonlarının Ölçülmesi

İşletme, CO_2 emisyonlarını raporlamak için bu emisyonlarını yıl boyunca SEÖS ile ölçme yoluna gidebilir. Emisyonları ölçmek için iki parametre gerekmektedir; baca gazının akış miktarı (Nm^3) ve baca gazındaki CO_2 konsantrasyonu (%).

CO_2 Konsantrasyonunun Tespiti: Raporlama, ölçülen konsantrasyon değerleri kullanılarak yapılır. Konsantrasyon ölçümü için iki yöntem bulunmaktadır [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 41(3)*]:

- Doğrudan konsantrasyon ölçümü (baca gazındaki CO_2 konsantrasyonu düşükse), veya,
- Dolaylı konsantrasyon ölçümü (baca gazındaki CO_2 konsantrasyonu yeterince yüksekse).

Dolaylı konsantrasyon ölçümü için baca gazındaki diğer gazların konsantrasyonu ölçülmeli ve bu durum izleme planında ayrıntılarıyla açıklanmış olmalıdır. Bu alternatif seçilirse konsantrasyon değeri aşağıdaki gibi bulunur:



Denklem 5:

Dolaylı konsantrasyon ölçümü hesaplama

$$SGE \text{ konsantrasyonu } [\%] = 100\% - \sum \text{ Bileşen konsantrasyonu } [\%]$$

Baca Gazı Akışının Tespiti: İşletmenin baca gazı akışını tespit edebilmesi için iki yöntem bulunmaktadır [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 41(5)*]:

- Temsili bir noktada sürekli akış ölçümü yaparak,
- Kütle dengesi yöntemi ile hesaplayarak.

Kütle dengesi yönteminin kullanılması durumunda CO_2 emisyonunun meydana geldiği prosesin veya yanmanın raporlama dönemi boyunca hem giriş, hem de

çıkışındaki kaynak akışları dikkate alınır. Çıkış tarafında; çıkan ürünlerin yanı sıra, O₂, SO₂ ve NO_x konsantrasyonları hesaba katılır. Giriş tarafında ise giren malzemelerin yanı sıra giren hava akımı ve proses verimi de dikkate alınır.

İşletme, CO₂ emisyonlarını ölçüm temelli yöntemleri kullanarak raporlayacaksa yıl boyunca topladığı tüm verileri kullanır. Verilerin kayıt sıklığı göz önünde bulundurularak konsantrasyon ve baca gazı akışı parametreleri için saatlik veya daha kısa periyotlar için ortalama değerler hesaplanır.

Saatlik ortalama baca gazı akış miktarları ve CO₂ konsantrasyon değerleri kullanılarak, saatlik CO₂ emisyon değerleri aşağıdaki gibi bulunabilir.



Denklem 6:

Ortalama Saatlik Konsantrasyonların Belirlenmesi (CO₂)

$$SGE_{\text{ort.saatlik}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{sa}} \right] = \frac{\sum SGE_{\text{konsantrasyonu, saatlik}} \left[\frac{\text{g}}{\text{Nm}^3} \right] \times \text{baca gazı akışı} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{sa}} \right]}{\text{işletim süresi} [\text{sa}] \times 1000}$$

SGE_{ort.saatlik} = Kaynaktaki kg/sa cinsinde yıllık ortalama saatlik emisyonları;

SGE_{konsantrasyonu, saatlik} = İşletim sırasında ölçülen gaz akışındaki g/Nm³ cinsinden emisyonların saatlik konsantrasyonlarını;

Baca gazı akışı = Her saat için Nm³ cinsinde baca gazı akışını ifade eder.

Emisyonun belirlenmesi için çevrimiçi gaz kromatograflarının veya baca içi ya da baca dışı gaz analizörlerinin kullanılması Bakanlık onayına tabidir.



Örnek 16:

Bir işletme, farklı katı yakıtları piyasadaki arza ve fiyatlara göre bir arada yakmaktadır. Bu yakıtların miktarı ve özellikleri sürekli değişmekte ve yakıtlar heterojen özellikler sergilemektedir. Her bir kaynak akışı için ilgili kademe şartlarının sağlanması için gereken örnekleme ve analiz gereksinimlerinin zorluğundan dolayı işletme, CO₂ emisyonlarını bacada sürekli ölçüm yoluyla tespit etmeyi tercih etmiştir.

Baca gazı akışının ölçümü: Bacadan atılan toplam gazın akış miktarı, temsili bir noktada sürekli olarak ölçülmüş ve 1 Ocak – 31 Aralık tarihleri arasında 30 dakikalık aralıklarla eksiksiz olarak kaydedilmiştir. SEÖS, kendi içindeki basınç ve sıcaklık sensörleri yardımıyla akış miktarını Nm³ cinsinden vermektedir.

CO₂ konsantrasyonunun ölçümü: Bakanlık izniyle bacanın uygun bir noktasına monte edilen bir gaz kromatografı, CO₂ konsantrasyonunu sürekli olarak ölçmekte ve 60 dakikalık aralıklarla % olarak kaydetmektedir.

Hesaplama adımları:

- I. Raporlama dönemi öncesinde kromatograf ölçümlerinin ve baca gazı akışlarının kayıtları saat başlarında, aynı dakika ve saniyede yapılacak şekilde senkronize edilir. Böylece kayıtların, tüm raporlama dönemini başlangıç ve bitiş tarihleriyle eksiksiz şekilde kapsamı sağlanır.
- II. Baca gazı akışları, saatte iki defa yapıldığı için yarım saatlik veriler tüm raporlama dönemi boyunca her saat bazında toplanarak saatlik veriye çevrilir (Nm³/sa).
- III. CO₂ konsantrasyonu, % olarak ölçülmüştür. Bu saatlik veriler, raporlama dönemi boyunca her bir saat için CO₂'nin molar ağırlığı kullanılarak g/Nm³ cinsine çevrilir.
- IV. Saatlik baca gazı verileri (Nm³/sa) ile saatlik CO₂ konsantrasyonu verileri (g/Nm³), her saat için önce birbiriyle çarpılır, daha sonra bu çarpımlar birbiriyle toplanır. Bu değer, raporlama boyunca üretilen toplam CO₂ emisyonlarını (g CO₂) ifade eder. Saat başına üretilen ortaama CO₂ emisyonunu bulmak için bu rakam, işletme saatine ve (birimini kg CO₂'ye çevirmek için) 1000'e bölünür [Bkz.Denklem 6].

Bu hesaplamalar büyük veri setleriyle (zaman serisi) yapıldığı için burada sayısal olarak gösterilmemiştir.

3.2.2 N₂O Emisyonlarının Ölçülmesi

Nitrik asit, adipik asit, kaprolaktam, glioksal ve glioksilik asit gibi ürünler üreten bir işletme, CO₂ emisyonlarının yanı sıra N₂O emisyonlarının ortaya çıktığı her bir faaliyetten kaynaklanan emisyonları SEÖS ile ölçer ve raporlar [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B].



Uygulamada N₂O emisyonlarının raporlamasında, CO₂ emisyonlarının raporlamasında olduğu gibi şu veriler kullanılır: ilgili kaynak akışına referans (var ise), sera gazının küresel ısınma potansiyeli, fosil ve biyokütle için destekleme hesaplamalarının sonucu, sera gazı konsantrasyonu (yıllık saatlik ortalama), baca gazı akışı (yıllık saatlik ortalama), çalışma saati, biyokütle oranı, biyokütle ve enerji kaynaklı toplam enerji içeriği.

Yıllık toplam baca gazı akışı ve toplam sera gazı emisyonları uygulama tarafından otomatik olarak hesaplanmaktadır.

Nitrik asit üreten işletmeler, ilgili mevzuat gereği baca gazlarındaki azot oksit miktarını sınır değerlerinin altında tutmakla mükelleftir. Bu tesisler, baca gazlarındaki N₂O emisyonunu azaltmak için farklı katalitik teknikler kullanabilmektedir. Bu tip azaltma yöntemlerinin uygulanmadığı zamanlar da dâhil olmak üzere azaltılmış ve azaltılmamış tüm N₂O emisyonları, SEÖS yardımıyla ölçülür.

İşletme, N₂O emisyonlarını NO_x / N₂O azaltımının yapıldığı noktadan sonra SEÖS yardımıyla ölçer. Bu ölçüm ile, temsili bir noktada her bir emisyon kaynağından çıkan baca gazındaki saatlik N₂O konsantrasyonları [mg/Nm³] ve baca gazı debisi belirlenir. İşletme, raporlama döneminde N₂O emisyonlarını ölçmeye yönelik cihazlarla sürekli ölçüm yapar ve gerekli olduğunda bütün ölçümleri kuru gazı baz alarak ayarlar [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B]. Yıllık N₂O emisyonlarının hesaplanabilmesi için üretilen ürünlerin her biri için saatlik üretim ve konsantrasyon değerleri ve bu miktarların belirlenme usulü de raporlanır.

Emisyonları ölçebilmek için iki parametre gerekmektedir; baca gazının akış miktarı (Nm³) ve baca gazındaki N₂O konsantrasyonu (%).

N₂O Konsantrasyonunun Tespiti: Raporlama, ölçülen konsantrasyon değerleri kullanılarak yapılır. Bunun için baca gazını temsil edecek bir noktada SEÖS yardımıyla N₂O konsantrasyonu gerçek zamanlı olarak yapılır ve bir saati geçmeyecek bir sıklıkla kaydedilir.

Baca Gazı Akışının Tespiti: N₂O emisyonlarının hesabı için baca gazı akışı belirlenmelidir. Baca gazı akışı iki yöntem ile belirlenebilir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B]:

- Doğrudan ölçüm: Toplam baca gaz akışı doğrudan ölçülür,
- Dolaylı yöntem: Kütle yöntemi kullanılarak bütün gaz akışları ve oksijen konsantrasyonları ölçülür ve baca gazı akışı bu verilerle hesaplanır.

Nitrik asit üretimi için teknik olarak elverişliyse dolaylı yöntem (kütle denge yöntemi) uygulanır. Bu durumda işletme, kütle dengesi yöntemiyle bu parametreyi nasıl hesapladığını izleme planında açıklamış olmalıdır [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B].

Adipik asit, kaprolaktam, glioksal ve glioksilik asit üretimi için ise azaltılmış emisyonlar için ölçüm temelli yöntem, azaltılmamış emisyonların geçici oluşumları için ise kütle dengesi yöntemi kullanılır. Ölçüm temelli yöntemde birinci hava akışı, ikinci hava akışı ve sızdırmazlık hava akışı dikkate alınır.



İşletme, gaz ölçümünde kullanılan cihazlara dair bilgileri raporlar ve kullanılan yöntemin uygunluğunu, baca gazının homojenliğini göz önüne alarak açıklar.

**Denklem 7:****Havanın Akış Hızının Belirlenmesi**

$$V_{\text{hava}} = V_{\text{birinci}} + V_{\text{ikinci}} + V_{\text{sızdırmazlık}}$$

V_{birinci} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde birinci girdi hava akışı

V_{ikinci} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde ikinci girdi hava akışı

$V_{\text{sızdırmazlık}}$ = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde sızdırmazlık girdi hava akışı

Nitrik asit üretiminde V , hava birimine giren bütün hava akışlarının toplamı olarak hesaplanır.

Bunun için işletme, gazdaki O₂ konsantrasyonunu ölçer ve N₂O emisyonlarının belirsizliğini hesaplarken O₂ konsantrasyon ölçümlerinin belirsizliğini dikkate alır.

V_{birinci} değeri; amonyak ile karışım gerçekleşmeden önce sürekli akış ölçümü ile bulunur.

V_{ikinci} değeri; ölçümün ısı geri kazanım biriminden önce olması durumunu da kapsayacak şekilde sürekli akış ölçümü ile belirlenir.

$V_{\text{sızdırmazlık}}$ değeri; nitrik asit üretim prosesi içinde saflaştırılmış hava akışının değerlendirilmesi ile belirlenir.

Oksijen konsantrasyonun ve havanın akış hızının belirlenmesinden sonra bu veriler kullanılarak baca gazı akışı belirlenir. Baca gazı akışının belirlenmesinde Denklem 8 kullanılır [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 16. B].

**Denklem 8:****Baca Gazı Akışının Belirlenmesi**

$$V_{\text{baca gazı akışı}} [\text{Nm}^3/\text{s}] = V_{\text{hava}} \times (1 - O_{2,\text{hava}}) / (1 - O_{2,\text{baca gazı}})$$

V_{hava} = Standart koşullarda Nm³/saat cinsinde toplam giren hava

$O_{2,\text{hava}}$ = Kuru hava O₂'nin hacim oranı (=0,2095)

$O_{2,\text{baca gazı}}$ = Baca gazındaki O₂'nin hacim oranı

**Örnek 17:**

Günlük 380 ton kapasiteli bir nitrik asit tesisi, saatlik olarak yaklaşık 42.000 Nm³ temiz hava çekmekte ve azaltılmamış baca gazı hacimsel olarak %2-3 arasında oksijen içermektedir. SEÖS yardımıyla işletme baca gazındaki oksijen oranını sürekli olarak ölçmekte ve saatlik olarak kaydetmektedir. Baca gazı verileri bir günün belirli bir saat aralığında şu şekilde ölçülmüştür:

Saat	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00
V_{hava} [Nm ³ /sa]	42.192	42.909	42.944	42.077	42.346	42.549	42.268	43.054
$O_{2,\text{hava}}$ [%]	20.95%	20.95%	20.95%	20.95%	20.95%	20.95%	20.95%	20.95%
$O_{2,\text{baca gazı}}$ [%]	2.02%	2.28%	2.81%	2.46%	2.22%	2.64%	2.36%	2.49%

Bu veriler ışığında Denklem 8 kullanılarak baca gazı miktarı hacimsel olarak hesaplanabilir. Oksijen miktarı azaldığı için baca gazı miktarı aynı oranda düşmektedir. Örnek tesis için sonuçlar Nm³ cinsinden aşağıdaki gibidir:

Saat	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00
$V_{\text{baca gazı}}$ [Nm ³ /sa]	34.042	34.712	34.929	34.103	34.234	34.547	34.221	34.903

$V_{\text{baca gazı}}$ verileri, emisyonların olduğundan daha az hesaplanmasını önlemek amacıyla yukarı yönlü yuvarlanmıştır.

Her saat için N₂O konsantrasyonunun ve baca gazı akışının belirlenmesinden sonra, saatlik ortalama N₂O emisyonları Denklem 9'da gösterildiği gibi hesaplanır. Saatlik ortalama N₂O emisyonları, daha sonra raporlama dönemi boyunca işletme saati ile çarpılarak yıllık N₂O emisyonu tespit edilir ve raporlanır [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B].



Denklem 9:

Saatlik N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort.saat}} = \frac{\sum(N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} \times \text{baca gazı akışı}_{\text{saatlik}})}{\text{işletim saatleri} \times 10^6}$$

$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort.saatlik}}$ = Kaynaktan çıkan yıllık ortalama saatlik N₂O emisyonları [kg/s]

$N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}}$ = İşletme sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun saatlik konsantrasyonları [mg/Nm³]

Baca gazı akışı = Her bir saatlik konsantrasyon için belirtilen baca gazı akışı [Nm³/s]

3.2.3 Dâhili/Transfer Edilen CO₂ Emisyonlarının Ölçülmesi

Tesisler arasında dâhili / transfer edilen CO₂ emisyonları olması durumunda, transfer edilmiş CO₂'nin miktarı ölçüm temelli yöntemler ile izlenir ve raporlanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 19, 38]. Bir tesis; örneğin doğal gaz, yüksek fırın gazı veya kok fırını gazını içeren bir atık gazla beraber başka bir işletmeye dâhili CO₂ transfer ediyor olabilir. İşletme, öncelikle dâhili / transfer edilen CO₂'nin izleme planına dâhil olup olmadığını kontrol eder;

- Dâhili CO₂, Yönetmelik EK-1 kapsamında yer almayan bir tesise transfer edildiği durumda, ilk çıktığı tesisin emisyonları olarak değerlendirilir.
- Dâhili CO₂, Yönetmelik EK-1 kapsamında yer alan bir tesise transfer edildiği durumda, ilk çıktığı tesisin emisyonları olarak değil, transfer edildiği tesisin emisyonları olarak değerlendirilir.

CO₂ transfer eden tesis, transfer edilen tesise ilişkin kimlik bilgilerini yıllık emisyon raporunda sunar. İşletmeler söz konusu CO₂ miktarını hem CO₂ transfer eden, hem CO₂ transfer edilen tesiste belirler. Tesisten dışarı transfer edilen dâhili CO₂, transfer edilmeden önce ve transfer edildiği tesiste aynı miktarda olmalıdır. İki değer arasında fark varsa ve bu fark iki tesisteki ölçüm sistemlerinin belirsizliği ile açıklanabiliyorsa yıllık emisyon raporunda transfer edilen CO₂ miktarı olarak bu iki değer aritmetik ortalaması kullanılır ve bu durum raporda açıklanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 46(3)].

İşletme, bir tesisten diğerine transfer edilen CO₂ miktarını belirlemek için teknik olarak elverişli olması koşuluyla Kademe 4'ü uygular (± 2,5% azami izin verilebilir belirsizlik) [Bkz. İ&R Tebliği EK-7 Bl.1].

Amonyak üretiminden kaynaklanan CO₂'nin üre veya diğer kimyasalların üretimi için besleme stoku olarak kullanıldığı durumlarda ilgili CO₂ miktarı, amonyak üretimini yapan tesis tarafından salınmış olarak değerlendirilir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.17].

Dâhili CO₂ transferinin olduğu tesisler, taşıma ağına ilişkin basınç ve ısı verilerini saklamakla yükümlüdür [Bkz. İ&R Tebliği EK-8]. Bu tesisler dâhili CO₂ transfer eden ve edilen tesislere ilişkin kimlik bilgileri, CO₂ miktarı ve varsa bu emisyonların biyokütle kaynaklı kısmına dair bilgileri yıllık emisyon raporlarında belirtir [Bkz. İ&R Tebliği EK-9].



Dâhili CO₂ transfer edildiği tesisin Yönetmelik kapsamında olup olmamasına göre raporlama kapsamına alınır.



Örnek 18:

Uzman görüşü veya diğer yöntemlerin kombine edilmesiyle veri ikamesi (6. Öncelik)

Bir kuru buz üretim tesisi, karbondioksit oranı yüksek gazları kullanarak yüksek basınç ve düşük sıcaklıklarda karbondioksiti sıvı haline getirmekte, daha sonra bu sıvı CO₂ gazından katı halde karbondioksit (kuru buz) üretmektedir.

İşletme söz konusu proses için ihtiyacı olan karbondioksit oranı yüksek atık gazın tamamını, işletmenin yakınında bulunan bir amonyak üretim tesisinden almaktadır. Her iki tesis de Yönetmelik EK-1'e tabi bulunmaktadır.

Amonyak tesisi, kendi içindeki SEÖS yardımıyla ölçtüğü belirli miktarda dâhili karbondioksiti kuru buz işletmesine transfer etmekte ve dışarı transfer ettiği atık gaz miktarını ve içindeki CO₂ oranını sürekli olarak kaydetmektedir. Bu değerler, raporlama dönemi boyunca değişkenlik göstermekle beraber ortalamada dâhili CO₂ oranı %97,5 olan günlük 90 ton atık gaz olarak gerçekleşmiştir.

Dâhili CO₂ transferi = 90 t atık gaz/gün × %97,5 × 365 gün = 32.028,75 t CO₂

Kuru buz işletmesi, aldığı gazı sıvılaştırarak daha sonra kullanmak üzere büyük tanklarda saklamakta ve kullandığı CO₂ miktarını kalibre sayaçlarla sürekli olarak ölçmektedir. Buna göre raporlama dönemi boyunca teslim aldığı ve kullandığı sıvı karbondioksit miktarının 31.900,25 t CO₂ olduğunu tespit etmiştir.

Amonyak tesisinin transfer ettiği dâhili CO₂ ölçümündeki belirsizlik %1,5, kuru buz işletmesinin ölçümündeki belirsizlik ise %1'dir. Teknik olarak elverişli olduğu için iki işletme de Kademe 4 (± 2,5% azami izin verilebilir belirsizlik) uygular. İki tesisin belirsizlikleri arasındaki %0,5 fark, 32.028,75 t CO₂ ve 31.900,25 t CO₂ değerleri arasındaki farkı açıklayabilmektedir. İki ölçüm değerinin ortalaması olan 31.964,5 t CO₂, kuru buz tesisinin transfer ettiği CO₂ olarak kendi yıllık emisyon raporunda kullanılır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 46(3)].

Dâhili CO₂, Yönetmelik EK-1 kapsamında yer alan bir tesise transfer edildiği için, ilk çıktığı tesisin emisyonları olarak değerlendirilmez. Bu nedenle amonyak tesisi, çifte sayımı engellemek için gerekli açıklamaları ekleyerek kendi emisyonlarından 31.964,5 t CO₂ değerini düşer.

3.2.4 Eksik ve Kayıp Verinin İkame Edilmesi

Sera gazı emisyonların raporlanması, ölçüm sistemlerinden veri toplanmasına dayanmaktadır. Raporlama dönemi süresince izlenen bir parametreye ilişkin ölçüm verileri, çeşitli sebeplerle belirli bir süre için toplanamamış olabilir. Yıllık emisyon raporu, ölçülen veriler temelinde hazırlanacağı için eksik veya kayıp veri olması durumunda yapılması gerekenler bu bölümde anlatılmaktadır. Eksik ve kayıp veri hem ölçüm temelli, hem de hesaplama temelli yöntemlerde uygun şekilde düzeltilir veya ikame edilir. Bu bölümde ölçüm temelli yöntem için gerekli bilgiler verilmektedir. Hesaplama temelli yöntemler için eksik ve kayıp veri konusu, Bölüm 2.5.3'te verilmektedir.



Kayıp veriler ile ilgili açıklamalar, ölçüm noktası ile ilgili verilerin girildiği sayfanın en altındaki "Yorumlar" bölümüne yazılabilir.

Yıllık emisyon raporlarında kullanılacak veri her zaman toplandığı şekilde kullanılamayabilir. Gerekli durumlarda emisyon hesaplamasında kullanılacak verinin oluşturulması veya kalitesinin artırılması için düzeltme veya tahmin yöntemleri uygulanır:

- **Düzeltilme:** Mevcut hatalı verinin düzeltilmesi ile kayıp verinin ikame edilmesi arasındaki farka dikkat edilmelidir. Verinin düzeltilebilmesi için sistematik bir hatanın bulunduğu mevcut veri olması gerekir ve işletme tarafından ihtiyatlı ve kendi içinde tutarlı bir yöntem ile veri kullanılacak duruma getirilir. Düzeltme yapılabilmesi için hatanın ne olduğu iyi anlaşılmalı ve parametrenin ölçüm hassasiyeti korunmalıdır.
- **Tahmin:** Eğer veri belirli veri noktaları veya zaman aralığı için mevcut değilse, bu durumda kayıp veri tahmin yöntemiyle ikame edilir. İlgili veri noktası için hiç bir ölçüm yoksa ya da ölçülen veri tamamen kullanılamaz durumda ise bu boşluklar tahmin yoluyla doldurulur.

Veriye ilişkin yürütülen tüm çalışmalar yıllık emisyon raporunda açıklanır. Kayıp verinin ikamesine yönelik kullanılacak yöntemler Bölüm 2.5.3'te ayrıntılı şekilde örneklerle anlatılmaktadır. Bunlara ek olarak, SEÖS yardımıyla emisyonların direkt olarak ölçülmesinde oluşabilecek hatalı, eksik veya kayıp veri için Şekil 7'de öncelik sırasıyla listelenmiş olan yöntemler dikkate alınmalıdır.



Şekil 7:

Ölçüm temelli yöntemde hatalı verinin düzeltilmesi ve kayıp verinin ikamesi

Düzeltilme veya İkame Yöntemi (öncelik sırasıyla)

Varsa aynı parametreyi aynı kesinlikle ölçen yedek sürekli emisyon ölçüm cihazından elde edilen veri kullanılır. Varsa başka bir kurum veya tesis tarafından toplanan verilerin içinden bu veriler temin edilir.

Varsa aynı parametreyi daha düşük kaliteyle de olsa ölçen yedek sürekli emisyon ölçüm cihazından elde edilen veri kullanılır. Varsa başka bir kurum veya tesis tarafından toplanan verilerin içinden daha yüksek belirsizlikle de olsa bu veriler temin edilir.

Veri mevcut olup sistematik bir hata sebebiyle kullanılamıyorsa, bu hatayı düzeltmek için uygulanabilecek ihtiyatlı ve linear bir düzeltme algoritması (örneğin; sabit bir faktörle çarpım veya zaman değişkenli bir fonksiyon) oluşturulur.

Kayıp veri ile yüksek korelasyona sahip (örneğin; istatistiksel olarak $R^2 > 0,9$) başka bir parametre belirlenir (örneğin; yakıt tüketimi ve elektrik üretimi) ve uygun ihtiyatlı bir algoritma kullanılarak ikame edilir.

Kayıp veri, benzer işletme şartlarında (örneğin; saatlik kapasite kullanım oranı) tarihsel veriler kullanılarak ihtiyatlı bir algoritma kullanılarak ikame edilir (örneğin; %95 güven aralığında ortalama değer veya sabit bir ayarlama faktörü).

Yukarıda açıklanan yöntemler tek başlarına uygulanamıyorsa vaka bazında uygun ve ihtiyatlı biçimde kombine edilebilir. Gerekirse bilimsel araştırma ve uzman görüşlerinden yararlanılabilir.

Sürekli ölçüm ekipmanının bir parametre için ölçüm saatinin bir kısmı veya referans süresinde kontrol dışı, kapsam dışı veya işletim dışı olduğu durumlarda işletme, bir parametre için veri noktalarının azami sayısının en az %80'inin sağlanması kaydı ile bu ölçüm saati veya daha kısa bir referans süresi boyunca kalan veri noktasına orantılı saatlik ortalama hesaplar. Aksi bir durumda (en az %80 veri noktasının sağlanamadığı durumlarda), bu veriler "kayıp veri" kapsamında değerlendirilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 42].

**Örnek 19:****Aralarında dâhili CO₂ transferi olan iki işletmede SEÖS ile toplanan verilerdeki kayıp ikamesi**

Bir karton üretim tesisi, enerji maliyetini düşürmek amacıyla kendisine komşu bir demir-çelik tesisinden bir boru hattı vasıtasıyla yüksek fırın gazı almakta ve bu gazı yakarak buhar üretiminde kullanmaktadır. Alınan yüksek fırın gazında ortalama %20 dâhili CO₂, %60 azot ve ayrıca oksijen, karbonmonoksit gibi gazlar bulunmaktadır.

Örnekteki her iki işletme de Yönetmelik EK-1'e tabidir. Dâhili CO₂ Yönetmeliğin EK-1'inde yer alan faaliyetlerden kaynaklandığı ve tesisten dışarı bir yakıtın parçası olarak yine Yönetmelik EK-1 kapsamındaki başka bir tesise transfer edildiği için, demir-çelik tesisinin emisyonu olarak değerlendirilmez. Bu dâhili CO₂, İ&R Tebliği Madde 46 uyarınca karbon tesisinin yıllık emisyon raporunda yer alacaktır.

Demir çelik tesisi hurda metal işlemekte ve işletme şartlarındaki değişkenlik sebebiyle komşu tesise satmakta olduğu yüksek fırın gazının kalorifik değeri sabit olmamaktadır. Bu nedenle transfer edilen yüksek fırın gazının miktarı ve dâhili CO₂ oranı dahil olmak üzere içeriği sürekli olarak gaz sayaçları ve gaz kromatografları yardımı ile her iki tesis tarafından da ölçülmektedir. Tesislerdeki SEÖS, İ&R Tebliği EK-7'de tanımlanan Kademe 4'ün belirsizlik gereksinimlerini karşılamaktadır. Böylece gazın CO₂ içeriği transfer edilmeden önce ve transfer edildiği tesiste mevzuata uygun şekilde belirlenmektedir.

Demir çelik tesisinin SEÖS içindeki bir arıza sebebiyle tüm Mart ayı ölçüm verileri silinmiştir. Karton işletmesinin SEÖS Mart ayında doğru şekilde çalışmış, ancak Kasım ayının tamamında arıza yaptığı için veri kaydedememiştir. Bu durumda Şekil 7'de gösterildiği şekilde diğer tesis tarafından toplanan verilerin içinden bu veriler temin edilecektir. Veriler saatlik olarak tutulmaktadır. Aşağıda transfer edilen yüksek fırın gazı ve içindeki dâhili CO₂'nin ilgili dönem boyunca hesaplanan ortalama değerleri gösterilmiştir:

İşletme	Ocak - Şubat	Mart	Nisan-Ekim	Kasım	Aralık
Demir çelik tesisi	5.405 Nm ³ /sa gaz, %19,75 CO ₂	—	5.400 Nm ³ /sa gaz, %19,70 CO ₂	5.405 Nm ³ /sa gaz, %19,65 CO ₂	5.400 Nm ³ /sa gaz, %19,75 CO ₂
Karton üretim tesisi	5.395 Nm ³ /sa gaz, %19,75 CO ₂	5.390 Nm ³ /sa gaz %19,70 CO ₂	5.395 Nm ³ /sa gaz %19,80 CO ₂	—	5.380 Nm ³ /sa gaz %19,70 CO ₂

Her iki tesiste de cihazlar kalibre olup kademe şartları karşılandığı için kayıp veriler diğer tesisin verileriyle ikame edilir. Verilerde kalite kaybı olmadığı ve ikame veriler direkt olarak ölçümden alındığı için bir ayarlama faktörü veya Denklem 10'da açıklanan istatistiksel yöntemlerle ihtiyatlı tahmine gerek yoktur.

Dâhili CO₂ miktarı, transfer edilen ortalama yüksek fırın gazı miktarı ile içindeki CO₂ oranının çarpılmasıyla bulunur. Miktarı yıllık olarak ve t CO₂ cinsinden hesaplamak için bir yıl içindeki saat sayısı ve CO₂'nin normal şartlardaki yoğunluğu (1,842 kg/Nm³) bilgileri kullanılır. Örnek olarak Aralık ayı içinde transfer edilen karbondioksit miktarı şu şekilde hesaplanır:

Transfer edilen dâhili CO₂: %19,75 × 5.400 Nm³ × 24 × 31 × 1,842 kg/Nm³ = 1.461,6 t CO₂

Teslim alınan dâhili CO₂: %19,70 × 5.380 Nm³ × 24 × 31 × 1,842 kg/Nm³ = 1.452,5 t CO₂

Bu hesaplama ve ikame veri algoritması tüm dönemler için kendi içinde tutarlı şekilde uygulanarak aşağıdaki tabloya ulaşılır (kalın yazılan değerler ikame veridir):

İşletme	Ocak - Şubat	Mart	Nisan-Ekim	Kasım	Aralık
Demir çelik tesisi	2.784,3	1.455,2	10.064,1	1.408,6	1.461,6
Karton üretim tesisi	2.779,1	1.455,2	10.105,8	1.408,6	1.452,5
Ortalama tCO ₂	2.781,7	1.455,2	10.085,0	1.408,6	1.457,0

Yıllık toplam 17.187,5 ton dâhili CO₂, demir çelik tesisinin yıllık emisyon raporundan düşülür ve karton üretim tesisinin yıllık emisyon raporuna eklenir.

İki tesisin emisyonları sadece transfer edilen CO₂'den ibaret olmayıp, tesisler diğer emisyon kaynaklarından meydana gelen (yakıtların yanması, prosesler vb.) emisyonlarını ayrıca izler ve raporlar.

Ayrıca her iki tesisin kullandığı SEÖS, bir takvim yılı içinde beş ardışık günden daha uzun süre işletim dışı kaldığı için, iki işletme de İ&R Tebliği Madde 43(1) uyarınca arızaya dair Bakanlığa derhal bilgilendirir, arızaları yıllık emisyon raporlarında açıklar ve etkilenen SEÖS'lerin kalitesini arttırmak için uygun önlemleri alır.

İşletme, her kayıp saat verisi için ikame değerler belirlemelidir. Doğrudan konsantrasyon olarak ölçülen bir parametre için verinin geçerli saati veya daha kısa bir referans süresi sağlanamadığı durumlarda, işletme Denklem 10'u kullanarak, %95'lik bir kesinlik sağlamak adına ortalama bir konsantrasyon ($\bar{C}$) ve bu ortalama ile bağlantılı standart sapmanın (σ_c) iki katını toplayarak Şekil 8'deki gibi bir ikame değer hesaplar. Tesiste önemli teknik değişikliklerden ötürü söz konusu ikame değerlerin belirlenmesi için raporlama döneminin geçerli olmadığı durumda işletme, mümkün olduğunda bir yıllık süre ile ortalama ve standart sapmanın belirlenmesine yönelik temsili bir zaman zarfını belirleyerek Bakanlığa bildirir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 43(2,3)].



Örnek 20:

SEÖS ile ölçülen verinin belirli bir saat içindeki kaybının tahmini:

Bir tesis, CO₂ emisyonlarını ölçmek için SEÖS kullanmakta ve bunun için baca gazındaki akış miktarını 10 dakikalık aralıklarla kaydetmektedir. SEÖS içindeki teknik bir arıza sebebiyle baca gazı debisi kayıtlarında belirli bir saat için 10 dakikalık bir veri eksiktir.

Örnek tesisin saatlik veri için izleme planı, 10 dakikalık 6 veri noktasının toplanmasına dayanmaktadır. Söz konusu eksik ölçümün yapıldığı saat için 5 veri noktası mevcut olup, 1 veri noktası eksiktir. Bu durumda mevcut veriler, saat içinde toplanan verinin %80'ini aşmaktadır. Bu nedenle saat 14:20'deki eksik veri, kayıp veri olarak değerlendirilmeyip saat içindeki diğer veri noktaları yardımıyla tahmin edilir.

Saat	14:00	14:10	14:20	14:30	14:40	14:50
Debi (Nm ³ /10 dak.)	902	910	—	906	895	897

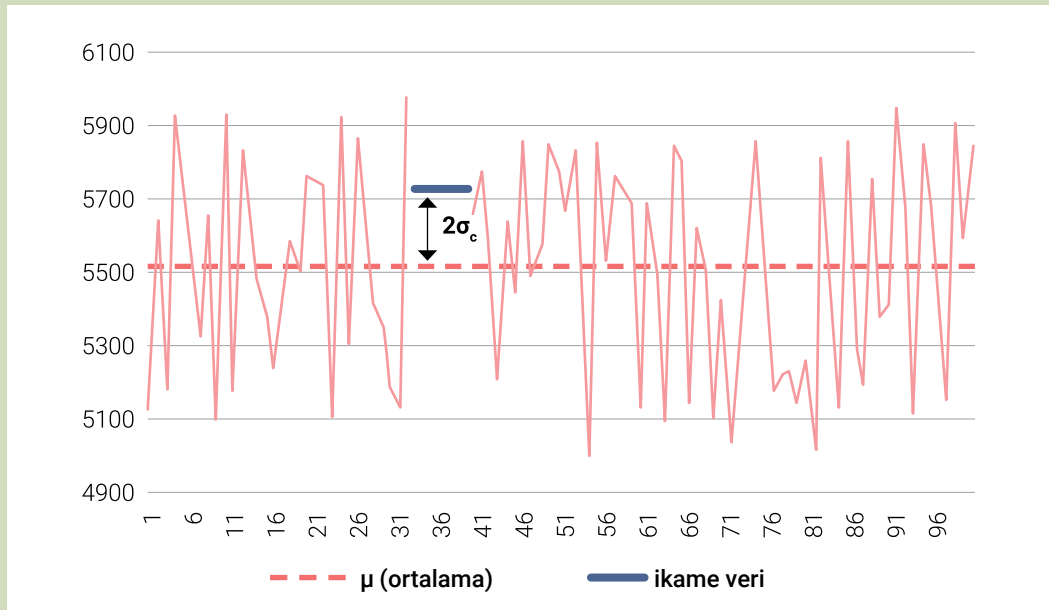
Saat 14:20'de kaydedilmesi gereken değer, diğer 5 veri noktasının ortalaması olan 902 Nm³ olarak alınır. Bu durum, yıllık emisyon raporunda belirtilir.

Daha sonra, 14:20 verisinin hesaplanmasını takiben 14:00-15:00 saatlik gaz akış değeri olarak 6 veri noktası toplanacak (5.412 Nm³) ve emisyon hesaplaması için aynı saate ait CO₂ konsantrasyonu değeri (% CO₂) ile çarpılarak o saat için CO₂ emisyon miktarı bulunacaktır (tCO₂/sa). Yıllık toplam emisyon miktarı, saatlik emisyonların toplamıdır.



Şekil 8:

Ölçüm temelli yöntemde kayıp verinin ikamesinde istatistiksel yöntem kullanımı



İşletme, konsantrasyon dışında bir parametre için bir saatlik geçerli verinin temin edilemediği durumda, söz konusu parametrenin ikame değerlerini, uygun bir kütle denge modelinden veya prosesin enerji dengesinden elde eder. İşletme, veri boşluğu ile aynı süreli bir zaman periyodundaki düzenli çalışma koşullarındaki veriyi ve ölçüm temelli yöntemin geriye kalan ölçülmüş parametrelerini kullanarak sonuçları doğrular [Bkz. İ&R Tebliği Madde 43(4)].

Sürekli emisyon izleme sistemindeki ölçüm ekipmanının bir kısmının, bir takvim yılı içinde beş ardışık gün boyunca işletim dışı kaldığı durumlarda, işletme Bakanlığı derhal bilgilendirir ve etkilenen sürekli emisyon izleme sistemin kalitesini arttırmak için uygun önlemleri alır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 43(1)].

Konsantrasyon parametresi için ikame değer hesaplanması: Doğrudan konsantrasyon olarak SEÖS ile ölçülen bir parametre için verinin geçerli saati veya daha kısa bir referans süresi sağlanamadığı durumlarda, işletme söz konusu zaman aralığı için bir ikame konsantrasyon değeri hesaplar. Bu hesaplama için %95'lik bir kesinlik sağlamak adına ortalama konsantrasyon değerine, konsantrasyon değerlerinin standart sapmasının iki katı eklenir:



Denklem 10:

Kayıp veri ikame edilmesi

$$C_{\text{subst}}^* = \bar{C} + 2\sigma_c$$

C = Bütün raporlama döneminde veya veri kaybının gerçekleştiği durumlarda uygulanan özel koşulları yansıtan uygun bir dönem boyunca, ilgili parametrenin konsantrasyonunun aritmetik ortalaması.

σ_c = Bütün raporlama döneminde veya veri kaybının gerçekleştiği durumlarda uygulanan özel koşulları yansıtan uygun bir dönem boyunca, ilgili parametrenin konsantrasyonunun standart sapmasının en iyi tahmini.

Eksik ve kayıp verilere dair risklerin belirlenmesi, bu tip durumların asgari düzeye indirilmesi ve meydana geldiği durumlarda verilerin mevzuata uygun şekilde ikame edilerek benzer durumların oluşmasını engelleyecek tedbirlerin alınması, işletmenin sorumluluğundadır. Yıllık emisyon raporunda veri boşluklarının oluşmasını engellemek için alınabilecek başlıca önleyici tedbirler, veri akış faaliyetleri için yazılı prosedürlerin ve kontrol sistemlerinin oluşturulması ve uygulanmasıdır.

Veri boşluklarının ikame veri ile kapatıldığı durumlarda yıllık emisyon raporunda; her bir veri boşluğunun olduğu kaynak akışı veya emisyon kaynağı, bu veri boşluğunun nedenleri, başlangıç ve bitiş tarihi ile saatleri ve ikame veriye dayanarak hesaplanan emisyonlar açıklanır [Bkz. İ&R Tebliği EK-9(11)].



Örnek 21:

Bir tesis, 2016 raporlama döneminde sebep olduğu N_2O emisyonlarını ölçmek için SEÖS kullanmakta ve bunun için baca gazındaki N_2O konsantrasyonunu saatlik olarak kaydetmektedir. Yıl içinde SEÖS içindeki teknik bir arıza sebebiyle konsantrasyon değerleri 20 gün boyunca hiç ölçülememiştir.

Öncelikle ölçüm ekipmanının 5 ardışık günden daha uzun süre çalışmaması sebebiyle, işletme Bakanlığı derhal bilgilendirir ve etkilenen SEÖS'ün kalitesini arttırmak için uygun önlemleri alır.

Bu dönem içinde saatlik veriler hiç mevcut olmadığı için, eksiklik kayıp veri olarak değerlendirilir. 20 günlük kayıp konsantrasyon verisi Denklem 10 ile ikame edilir.

Ortalama konsantrasyon ($\bar{C}$) değeri, 2016 yılında 366 gün olduğu için $(366 - 20)$ kalan 346 günlük N_2O konsantrasyon kayıtlarının ortalaması olarak alınır. Bu değer, örnekteki tesis için 760 mg/Nm^3 olmuştur.

Standart sapma σ_c değeri, 20 günlük dönemde tesis olağan şekilde çalıştığı için kalan 345 günlük ölçüm değerlerinin standart sapma değeri ile tahmin edilir. Bu değer, örnekteki tesis için 75 mg/Nm^3 olmuştur.

$$C_{\text{subst}}^* = 760 \text{ mg/Nm}^3 + 2 \times 75 \text{ mg/Nm}^3 = 910 \text{ mg/Nm}^3$$

Örnekteki tesis, 20 günlük dönemdeki emisyonlarını hesaplanırken ikame N_2O konsantrasyon değeri olarak 910 mg/Nm^3 kullanacak ve bu tip arızaların tekrarlanmaması için gerekli önlemleri alacaktır. Bu amaçla işletme, SEÖS ile ilgili riskleri gözden geçirecek, kontrol sistemini geliştirecek ve ilgili yazılı prosedürlerini güncelleyecektir.

İşletme, yıllık emisyon raporunda bu arızayla ilgili, asgari olarak şu konuları açıklar:

- Her bir veri boşluğunun oluştuğu kaynak akışı veya emisyon kaynağı,
- Veri boşluğunun nedenleri,
- Veri kaybının başlangıç ve bitiş tarihi ile saatleri,
- İkame veriye dayanarak hesaplanan emisyonlar

3.2.5 Biyokütle Oranının Belirlenmesi

Emisyonların SEÖS yardımıyla ölçüldüğü ve raporlandığı bir tesiste biyokütle kullanımı söz konusuysa, baca gazında ölçülen CO_2 emisyonları, biyokütle kaynaklı karbondan emisyonları da içerir. Bu durumda, biyokütle kaynaklı emisyonların, ölçülen emisyonlardan çıkarılması ve kalan emisyonların yıllık emisyon raporuna alınması gerekir.

Bu durumda kullanılan belirli bir yakıt veya malzemenin biyokütle oranı analizler yapılarak belirlenir. Fakat tesis üretiminde kullanılan karışık bir yakıtın veya malzemenin içerdiği biyokütle oranının analizlerle belirlenmesinin teknik olarak elverişli olmadığı durumlarda işletme, hesaplamalarını karışık yakıtlar ve malzemelerin standart emisyon faktörü ve biyokütle oranı değerlerine dayandırır.

Bu tip standart faktörlerin ve değerlerin yokluğu durumunda işletme ya biyokütle oranını sıfır varsayar ya da biyokütle oranının belirlenmesi için bir tahmin yöntemini Bakanlığın onayına sunar.

İşletme, tanımlanmış ve izlenebilir girdi akışları ile bir üretim sürecinden çıkan yakıtlar ve malzemeler için sunduğu tahmin yöntemini, sürece giren ve çıkan fosil ve biyokütle karbonunun kütle dengesi üzerine dayandırır. İlgili olduğu durumlarda işletme, hesaplama temelli izleme yöntemlerini kullanarak biyokütleden kaynaklı CO_2 miktarını ayrı olarak belirler ve belirlediği bu miktarı toplam ölçülmüş CO_2 emisyonlarından çıkartır [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 41(4)*].

3.3 Toplam Emisyonun Hesaplanması

Ölçüm noktalarında baca gazı akışları ve ilgili sera gazlarının konsantrasyonu ölçüldükten ve kayıt altına alındıktan sonra, yıllık toplam emisyonların hesaplanması için CO_2 ve N_2O için farklı denklemlere başvurulur.

3.3.1 CO_2 Yıllık Emisyonunun Hesaplanması

Son adım olarak yıllık CO_2 emisyonlarının hesaplanması için Denklem 11 kullanılır.

**Denklem 11:****Yıllık Emisyonların Hesaplanması**

$$SGE_{\text{yıllık toplam}} [t] = \sum SGE_{\text{konsantrasyonu}}_{\text{saatlik}} \times \text{Baca gazı akışı} \times 10^{-6} [-]$$

$SGE_{\text{konsantrasyonu}}_{\text{yıllık}}$ = İşletim esnasında ölçülen baca gazı akışında g/Nm³ cinsinde emisyonların saatlik konsantrasyonları

Baca gazı akışı = Her saat için Nm³ cinsinden baca gazı akışı.

**Örnek 22:**

Bir tesis, yakıtların yanmasıyla sebep olduğu CO₂ emisyonlarını SEÖS yardımıyla sürekli olarak ölçmektedir.

Örnek tesis, CO₂ emisyonları için yakıtların yanması sonucu oluşan baca gazının debisini ("baca gazı akışı") ve içindeki CO₂ konsantrasyonunu ("SGE konsantrasyonu_{saatlik}") raporlama dönemi boyunca ölçmüştür. Ölçümde bazı tarihlerde görülen veri kayıpları, uygun şekilde ikame edildikten sonra bu iki parametreye ilişkin veri her saat için (zaman serisi olarak) belirlenmiştir. Bu verinin ve hesaplamaların bir kısmı aşağıda gösterilmiştir:

Tarih	4 Mart	4 Mart	4 Mart	4 Mart	4 Mart	4 Mart	...
Saat	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	...
Baca gazı akışı [Nm ³ /sa]	35.000	32.500	33.000	36.000	34.500	35.500	...
CO ₂ konsantrasyonu _{saatlik} [g/Nm ³]	128	130	126	133	138	122	...
CO ₂ emisyonu [t CO ₂ /sa] (Denklem 11)	4,48	4,23	4,16	4,79	4,76	4,33	...

Yıllık toplam emisyon, saatlik CO₂ emisyonlarının toplanmasıyla elde edilir.

3.3.2 N₂O Yıllık Emisyon Hesaplanması

İşletme, sürekli emisyon ölçümünün uygulandığı her bir emisyon kaynağı için Denklem 12'yi kullanarak, toplam yıllık emisyonun bütün saatlik emisyonların toplamı olup olmadığını değerlendirir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 16.B]:

**Denklem 12:****Yıllık N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi**

$$N_2O_{\text{emisyonları}}_{\text{yıllık}} = \sum (N_2O_{\text{kons}}_{\text{saatlik}} \times \text{Baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} \times 10^{-9})$$

$N_2O_{\text{emisyonları}}_{\text{yıllık}}$ = Emisyon kaynağından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonları, ton N₂O cinsinden

$N_2O_{\text{kons}}_{\text{saatlik}}$ = İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun mg/Nm³ cinsinden saatlik konsantrasyonları

Baca gazı akışı = Her bir saatlik konsantrasyon için belirlenen baca gazı akışı Nm³/s cinsinden

Güvenlik sebebi ile baca gazı arıtma sistemine girmeden havalandırmadan kaynaklanan emisyonları içererek ve bu sistem çalışmadığı zaman ve N₂O için sürekli emisyon izlemesinin teknik olarak elverişli olmadığı durumda, adipik asit, kaprolaktam, glioksal ve glioksilik asit üretiminden kaynaklanan baca gazı

arıtma sistemine girmemiş N₂O emisyonları için, işletme Bakanlığın uygun görüşü ile bir kütle denge yöntemi kullanarak N₂O emisyonlarını hesaplar. Bu amaç ile toplam belirsizlik İ&R Tebliği Madde 39'da belirtilen uygulamanın sonuçları ile uyumlu olmalıdır. İşletme, hesaplama yöntemini, emisyon süresince ve zamanında ortaya çıkan kimyasal reaksiyondan çıkan azami potansiyel N₂O emisyon oranına dayandırır [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 16.B].

İşletme emisyon kaynağı için yıllık ortalama saatlik belirsizliği tespit ederken belirli bir emisyon kaynağı için hesaplanmış emisyon belirsizliklerini dikkate alır.

İşletme, Denklem 13'ü ve Küresel Isınma Potansiyeli (KIP) değerlerini [Bkz. İ&R Tebliği EK-5 Bl.3] kullanarak ton cinsinden ölçülmüş bütün emisyon kaynaklarından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonlarını üç ondalık haneye yuvarlar ve CO_{2(eşd)} olarak yuvarlanmış ton cinsinden raporlar [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 16.B]:



Denklem 13:

Yıllık CO₂ Eşitliğinin Belirlenmesi

$$CO_{2(eşd)}[t] = N_2O_{yillik} [t] \times KIP_{N_2O}$$

KIP_{N_2O} = Küresel Isınma Potansiyeli (298 t CO_{2(eşd)} / t N₂O)

CO_{2(eşd)} = Eşdeğer CO₂

N₂O_{yillik} = Belirlenen yıllık N₂O emisyonları

Daha sonra bütün emisyon kaynaklarından çıkan toplam CO_{2(eşd)} ve diğer emisyon kaynaklarından doğrudan çıkan CO₂ emisyonları toplanarak toplam yıllık CO₂ emisyonları hesaplanır ve raporlamada kullanılır.



Örnek 23:

Bir tesis, nitrik asit üretimiyle sebep olduğu N₂O emisyonlarını SEÖS yardımıyla sürekli olarak ölçmektedir.

Örnek tesis, N₂O emisyonları için prosesler oluşan baca gazının debisini ("baca gazı akışı_{saatlik}") ve içindeki N₂O konsantrasyonunu ("N₂O kons_{saatlik}") raporlama dönemi boyunca 6.000 işletme saati için ölçmüştür. Ölçümde bazı tarihlerde görülen veri kayıpları, uygun şekilde ikame edildikten sonra bu iki parametreye ilişkin veri her saat için (zaman serisi olarak) belirlenmiştir. Sonrasında emisyonlar Denklem 12 ve Denklem 13 yardımıyla aşağıdaki gibi hesaplanmıştır:

Tarih	1 Ekim	1 Ekim	1 Ekim	1 Ekim	1 Ekim	1 Ekim	...
Saat	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	...
A. Baca gazı akışı _{saatlik} [Nm ³ /sa]	98.010	97.820	97.970	98.130	98.090	97.890	...
B. N ₂ O kons _{saatlik} [mg/Nm ³]	2.200	2.177	2.224	2.230	2.189	2.179	...
C. N ₂ O emisyonu [t N ₂ O/sa] A x B (Denklem 12)	0,216	0,213	0,218	0,219	0,215	0,213	...
D. KIP [t CO ₂ /t N ₂ O]	298	298	298	298	298	298	...
E. Eşdeğer emisyonlar [t CO ₂ /sa] C x D (Denklem 13)	64,3	63,5	64,9	65,2	64,0	63,6	...

Bu hesaplamalar, saatlik olarak yapılmış olup 6.000 işletme saatinin her biri için hesaplandıktan sonra sonuçlar toplanarak yıllık emisyon değerleri bulunur.

3.4 Emisyon Hesabı Teyidi

İşletme, nitrik asit üretiminden kaynaklanan N_2O emisyonları ve transfer edilen sera gazları hariç olmak üzere, aynı emisyon kaynakları ve kaynak akışları için değerlendirilen her bir sera gazının yıllık emisyonlarını hesaplayarak, ölçüm temelli yöntem ile belirlenen emisyonlar ile karşılaştırarak kontrolünü yapar. Kademe yönteminin kullanımı gerekli değildir [Bkz. *İzleme Planı Kılavuzu Örnek 12*]. Başka bir deyişle, hesap teyidi Yönetmelik EK-1’de yer alan adipik asit, glioksal ve glioksilik asit tesislerindeki N_2O ve varsa ölçüm temelli izlenen CO_2 için yapılır. Tesisin belirlediği hesaplama yönteminin kabulü Bakanlığın yetkisi dâhilindedir. İşletmenin kullandığı hesaplama yöntemini Bakanlığa ek olarak sunması gerekmektedir [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 44*].

BÖLÜM 4: ASGARI YÖNTEM

Bu bölümde, yıllık emisyon raporu oluşturulurken kaynak akışlarından bir veya birkaçı için asgari yöntem kullanılması halinde hangi bilgilerin gerekli olduğu incelenmektedir. Asgari yöntem, hesaplama temelli yöntem ve ölçüm temelli yöntemin aksine, kademeye dayanmayan bir yöntemdir [Bkz. İzleme Planı Kılavuzu Şekil 10]. Kademe sisteminin uygulanmasının teknik olarak makul olmadığı durumlarda işletme aşağıdaki şu özel koşulları karşıladığı takdirde asgari yöntemi kullanabilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 20];

- Hesaplama temelli yöntem altında bir veya daha fazla ana kaynak akışları veya küçük kaynak akışları için en az kademe 1'i uygulamanın ve aynı kaynak akışları ile ilgili olarak en az bir emisyon kaynağı için ölçüm temelli yöntemi uygulamanın teknik olarak uygun olmadığı durumlar,
- İşletme, ulusal veya uluslararası kabul görmüş eşdeğer standartlara uygun olarak yıllık emisyonların belirlenmesinde kullanılan bütün parametrelerin belirsizliklerini her yıl değerlendirip nitelediği ve sonuçları yıllık emisyon raporuna dahil ettiği durumlar,
- İşletmenin, söz konusu asgari yöntemi uygulayarak, bütün tesis için sera gazı emisyonlarının yıllık seviyesine ilişkin toplam belirsizlik eşiğinin kategori A tesisleri için %7,5'i, kategori B tesisleri için %5,0'i ve kategori C tesisleri için %2,5'i aşmadığını gösterdiği durumlar.

Yıllık emisyon raporunda bulunan asgari yöntem ile ilgili bölüm, İzleme Planı'nın ilgili bölümü ile uyumlu olmalıdır.

4.1 İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporunun Bağlantısı

İzleme planında bu bölümle ilgili belirlenmiş olan veriler ve raporlamada neler yapılması gerektiği Şekil 9'da özetlenmiştir.

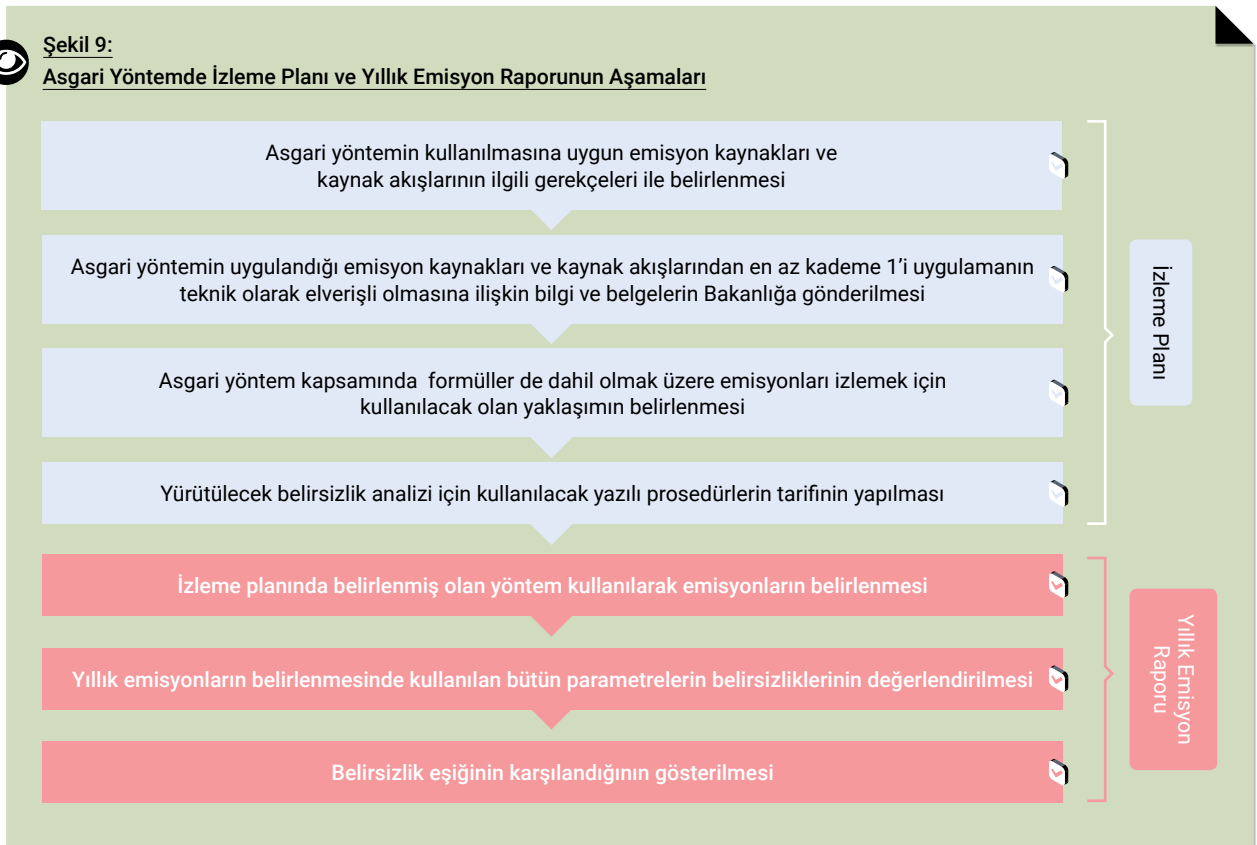


Asgari yöntem ile ilgili daha ayrıntılı bilgi İzleme Planı Kılavuzu Bl. 5.2'de bulunabilir.



Şekil 9:

Asgari Yöntemde İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporunun Aşamaları



4.2 Emisyonların Hesaplanması

Asgari yöntem uygulanarak emisyonların hesaplanmasından önce, yöntemin uygulandığı emisyon kaynakları ve kaynak akımları için emisyonları belirlemeye yönelik gerekli tüm veri ile birlikte, faaliyet verisi için ikame veri, hesaplama faktörü ve diğer parametreler belirlenmeli ve raporlanmalıdır [Bkz. İzleme Planı Kılavuzu EK-9].



Yıllık emisyon raporundaki asgari yöntem sekmesinde, asgari yöntem ile hesaplanan fosil ve biyokütle kaynaklı toplam emisyon değerleri ve toplam enerji içeriği belirtilmelidir. Bunların yanı sıra, uygulanan asgari yöntemin açıklaması da bu bölümde sunulmalıdır.

Sonrasında, izleme planında tarif edilmiş olan yaklaşım ve formüller kullanılarak, ilgili emisyon kaynaklarının ve kaynak akışlarının sebep olduğu toplam emisyonların nasıl hesaplandığı adım adım açıklanmalıdır.

Yakıt olarak biyokütle kullanan tesisler için de asgari yöntemin kullanılabileceği bir diğer durum aşağıdaki gibi tanımlanmıştır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 36(4)]:

"Karışık yakıtların veya malzemelerin biyokütle oranının %97'ye eşit veya daha yüksek olduğu durumlarda veya yakıt veya malzemenin fosil oranından kaynaklı emisyon miktarına bağlı olarak, kaynak akışının önemsiz kaynak akışı olarak nitelendiği durumlarda, faaliyet verisini ve ilgili hesaplama faktörlerini belirlemek için, enerji denge yöntemini dahil ederek asgari yöntem kullanılabilir".

4.3 Belirsizlik Analizi

Planında yıllık belirsizlik analizini gerçekleştirmek için kullanılan yazılı prosedürler ile ilgili detaylar verilmiştir. Bu prosedürler kapsamında işletme, ulusal veya uluslararası kabul görmüş eşdeğer standartlara uygun olarak yıllık emisyonların belirlenmesinde kullanılan bütün parametrelerin belirsizliklerini her yıl değerlendirip nitelediği sonuçları yıllık emisyon raporuna dâhil etmelidir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 20]. Hesaplama temelli yöntemler kullanılırken belirsizlik değerleri belirlenirken aynı ölçüm cihazı veya sisteminin birden fazla ölçümde kullanılması, ya da birden fazla ölçüm cihazının bir kaynak akışını ölçmek için bir arada kullanılması gibi durumlarda yıllık toplam kaynak akışı miktarına ilişkin tam belirsizlik değerinin hesaplanması gerekmektedir. CO₂ emisyonlarının ölçüm temelli yöntemle izlenmesi durumunda, baca gazı miktarının ve CO₂ konsantrasyonu değerlerinin nemli ve kuru temelli olup olmadığı da belirsizlik değerlendirmesinde göz önünde bulundurulmalıdır.



Asgari yöntemin kullanılması ek yönetimsel yükler getirdiği için, söz konusu raporlama döneminde ilgili emisyon kaynakları ve kaynak akışları için kademeye bağlı bir yöntemin kullanılmasının uygun hale gelip gelmediğinin kontrol edilmesi tavsiye edilmektedir.



Tesis kategorileri ile ilgili ayrıntılı bilgi İzleme Planı Kılavuzu Bölüm 4.5'te bulunabilir.



Yıllık belirsizlik değerlendirmesini içeren dosya "Asgari yöntem" sekmesinde sayfanın en altında bulunan "Doküman Seç" butonu ile eklenmelidir.

Belirsizlik değerlendirmesi, tek bir parametrenin tek bir ölçüm cihazıyla ölçüldüğü durumlarda o cihazın belirsizlik değerine eşittir (örneğin tek bir debimetre ile akaryakıt akış miktarının ölçümü). Bir ölçüm cihazında birden fazla parametre ölçülüyor veya aynı parametre birden fazla cihazla ölçülüyor da olabilir. Bu senaryolar belirsizlik değeri açısından aşağıda gösterilmiştir;

**Örnek 24:****Toplam Belirsizlik Değeri**

Bağımsız ölçüm değerleri		Bağımlı ölçüm değerleri	
Toplama	Çarpma	Toplama	Çarpma
Örnek: Bir kazan, doğalgaz ile buhar üretmektedir. Doğalgaz tüketimi, 3 farklı debimetre (orifis plakası) yardımıyla ölçülmektedir. Debimetreler farklı cihazlar olduğu için ölçümlerdeki belirsizlik birbirinden bağımsızdır. Bir yıl içinde tüketilen toplam gaz miktarını bulmak için bu 3 ölçüm toplanmaktadır.	Örnek: Bir işletme, tükettiği LPG miktarını tek bir noktada debi, sıcaklık ve basınç değerlerini ölçerek normal şartlarda (Nm³) izlemektedir. Bu üç parametre aynı noktada üç farklı ölçüm cihazıyla ölçüldüğü için değerler birbirinden bağımsızdır. Bu üç parametre, belirli bir denklem yardımıyla çarpım yoluyla Nm³ hesaplamasında kullanılmaktadır. Debimetre bu hesaplamayı kendi içinde otomatik yapıyor olabilir.	Örnek: Bir enerji santrali, linyit yakarak elektrik üretmektedir. Bir yıl içindeki toplam linyit tüketiminin miktarı, linyiti yıl boyunca santrale lotlar halinde taşıyan tek bir konveyör bant kantarı ile ölçülmektedir. Tüm ölçümler, aynı kantar ile tartıldığı için ölçümlerdeki belirsizlik değerleri, birbiriyle bağımlıdır. Tüm ölçümler toplanarak yıllık toplam linyit tüketimi tespit edilir.	Örnek: Mineral işleyen bir tesiste ısı bir proses sırasında mineralde akor kaybı meydana gelmektedir. Akor kaybının miktarı, söz konusu proses öncesi ve sonrası mineralin ağırlığının bir tartıyla ölçülerek farklarının hesaplanmasıyla tespit edilmektedir. Bu fark kullanılarak daha sonra tutuşma ile kaybedilen mineral ağırlığının, mineralin ilk ağırlığına oranı hesaplanır. Aynı tartı kullanıldığı için belirsizlik değerleri bağımlıdır.
Örnek Denklem: $U_{\text{toplam}} = \frac{\sqrt{(U_1 \times x_1)^2 + (U_2 \times x_2)^2 + \dots + (U_n \times x_n)^2}}{ (x_1 + x_2 + \dots + x_n) }$ U_{tam}: Kaynak akışı miktarının toplam belirsizliği $U_1 - U_n$: Her bir debimetrenin ölçümündeki münferit belirsizlik $x_1 - x_n$: Her bir debimetrenin ölçtüğü ilgili yıllık akış	Örnek Denklem: $U_{\text{toplam}} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}$ U_{toplam}: Kaynak akışı miktarının Nm³ cinsinden toplam belirsizliği U_1: Ölçülen yakıt hacmindeki belirsizlik U_2: Ölçülen yakıt sıcaklığındaki belirsizlik U_3: Ölçülen yakıt basıncındaki belirsizlik	Örnek Denklem: $U_{\text{toplam}} = \frac{(U_1 \times x_1) + (U_2 \times x_2 + \dots + (U_n \times x_n))}{ (x_1 + x_2 + \dots + x_n) }$ U_{toplam}: Kaynak akışı miktarının tam belirsizliği $U_1 - U_n$: Konveyör bant kantarının ölçüm belirsizliği ($U_1 = U_2 = U_n$) $x_1 - x_n$: Her bir lotta ölçülen linyit miktarı	Örnek Denklem: $U_{\text{toplam}} = U_1 + U_2$ U_{toplam}: Akor kaybının miktarının tam belirsizliği U_1, U_2: Tartım işleminin proses öncesi ve sonrasındaki belirsizliği ($U_1 = U_2$)

Belirsizlik değeri belirlenirken, tek bir ölçüm cihazında lotlar halinde olmayan tek bir parametre ölçülüyorsa cihazın üreticisi tarafından belirtilen belirsizlik değeri alınır ve bu değerin kademe gereksinimlerini karşılayıp karşılamadığına bakılır.

Toplam belirsizlik değeri hesaplanırken, birden fazla belirsizlik değeri yukarıdaki senaryolar göz önünde bulundurularak ilgili denklemler yardımıyla birleştirilir.

İşletme, bütün tesis için sera gazı emisyonlarının yıllık seviyesine ilişkin toplam belirsizlik eşiğinin kategori A tesisleri için %7,5'i, kategori B tesisleri için %5,0'ı ve kategori C tesisleri için %2,5'i aşmadığını belgeleriyle göstermelidir [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 20*]. Diğer bir deyişle, her bir kaynak akışının belirsizliğinin ayrı ayrı belirlenmesi yerine, tesisin asgari yöntemle hesaplanan bütün emisyonları için ortak bir belirsizlik hesaplanır. Bu şekilde belirlenen belirsizlik değeri, tesis kategorisinin gerektirdiği eşiği aşmamalıdır. Belirsizlik analizi, izleme planının önemli bir bileşenidir. Daha ayrıntılı bilgi için İzleme Planı Kılavuzu Bölüm 6'ya bakınız.

**Örnek 25:****Tesisin Toplam Belirsizlik Değerinin Hesaplanması**

Bir tuğla fabrikası, yıllık emisyon raporunda kendi kategorisi için toplam belirsizlik eşik değerini sağladığını gösterecektir. İşletmenin emisyonları Kategori B'ye girmekte ve %5 belirsizlik eşiğine tabi olmaktadır.

Tesis, fırınında fuel oil ve kömür yakmaktadır. Ayrıca kil pişirilmesi proseslerinden kaynaklanan emisyonları vardır. Emisyonlar, standart yöntemle hesaplanacak olup bu üç emisyon kaynağının belirsizlikleri hesaba katılarak tüm işletmenin belirsizliği bulunacaktır.

Kömür kaynak akışının belirsizliği: İşletmede bir kantar bulunmakta ve yıl boyunca 1.800 lot kömür tartılarak kazana beslenmektedir. Kantarın belirsizliği %3,5'tir. Kömür yakılmasından kaynaklanan emisyonlar 80.000 t CO₂ olarak hesaplanmıştır. Bu kaynak akışının belirsizliği;

$$U_{\text{toplam}} = \frac{\%3,5 \times (\kappa_1 + \kappa_2 + \dots + \kappa_{1800})}{|(\kappa_1 + \kappa_2 + \dots + \kappa_{1800})|} = \%3,5$$

Fuel oil kaynak akışının belirsizliği: İşletmede fuel oil tankından iki farklı hatla akaryakıt çekilmektedir. Birinci yakıt hattında ölçüm yapan debimetrenin belirsizlik değeri %0,5, ikinci debimetrenin belirsizlik değeri %0,75'tir. Birinci debimetre yıl boyunca toplam 6.500.000 litre, ikinci debimetre toplam 150.000 litre yakıt akışı ölçmüştür. Fuel oil yakılmasından kaynaklanan emisyonlar 18.700 t CO₂ olarak hesaplanmıştır. Bu kaynak akışının belirsizliği;

$$U_{\text{toplam}} = \frac{\sqrt{(U_1 \times \kappa_1)^2 + (U_2 \times \kappa_2)^2}}{|(\kappa_1 + \kappa_2)|} = \frac{\sqrt{(\%0,5 \times 6.500.000)^2 + (\%0,75 \times 150.000)^2}}{|(6.500.000 + 150.000)|} = \%0,49$$

Proses emisyonları: İşletme, proses emisyonu hesaplaması için faaliyet verisi olarak yılda tükettiği 100.000 ton kuru kil miktarını kullanmaktadır. Kil, tedarikçiden fatura karşılığında satın alınmakta ve tesis girişinde bir kantarda tartıldıktan sonra teslim alınmaktadır. Bu kantarın belirsizliği %6,0 olup yukarıda kömür tüketimi için yapılan hesaplamayla aynı şekilde yıl boyunca yapılan ölçümlerin toplam belirsizliği yine %6,0 olmaktadır. Yıllık proses emisyonları 8.794 t CO₂ olmaktadır.

Bu üç belirsizlik değeri, birbirinden bağımsız olup (farklı ölçüm cihazları) birbirleriyle toplanacak değerleri ifade ederler;

$$U_{\text{toplam}} = \frac{\sqrt{(U_1 \times \kappa_1)^2 + (U_2 \times \kappa_2)^2 + (U_3 \times \kappa_3)^2}}{|(\kappa_1 + \kappa_2 + \kappa_3)|} = \frac{\sqrt{(\%3,5 \times 80.000)^2 + (\%0,49 \times 18.700)^2 + (\%6 \times 8.794)^2}}{|(80.000 + 18.700 + 8.794)|} = \%2,7$$

Tesisin toplam emisyonları 107.494 t CO₂ (80.000 + 18.700 + 8.794) olup Kategori B tesisi olarak değerlendirildiği için sağlaması gereken belirsizlik eşiği %5'tir. Tesis için hesaplanan belirsizlik değeri %2,7 olduğu için bu eşik sağlanmaktadır.

BÖLÜM 5: PFC EMİSYONLARI

Bu bölümde, yıllık emisyon raporu oluşturulurken PFC emisyonlarının hesaplanması halinde hangi bilgilerin gerekli olduğu incelenmektedir. PFC emisyonları, yalnızca birincil alüminyum üretimi ile ilgili [Bkz. Yönetmelik EK-1] olup hesaplama temelli yöntemle izlenir ve raporlanır.

PFC (CF_4 ve C_2F_6) emisyonlarının hesaplanması için özel denklemler kullanılır. İşletme bir kanal veya baca vasıtası ile salınan CF_4 ve C_2F_6 emisyonlarını aşağıdaki yöntemlerden birini kullanarak hesaplar [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8]:

- Hücre - gün başına anot etki dakikaları kaydedildiğinde Yöntem A;
- Anot etkisi aşırı gerilimi kaydedildiğinde Yöntem B.

PFC emisyonu olan tesislerde yukarıda sözü edilen yöntemlerden hangisinin seçildiği, izleme planında belirtilmiş olmalıdır. İlgili yöntemle göre ne gibi bir hesaplama prosedürünün izlenmesi gerektiği, İzleme Planı Kılavuzu Bölüm 5.3.3'te ayrıntılı olarak anlatılmaktadır. Yıllık emisyon raporunda bulunan hesaplama temelli yöntem ile ilgili bölüm, tesisin izleme planının ilgili bölümü ile uyumlu olmalıdır.

5.1 İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporu Bağlantısı

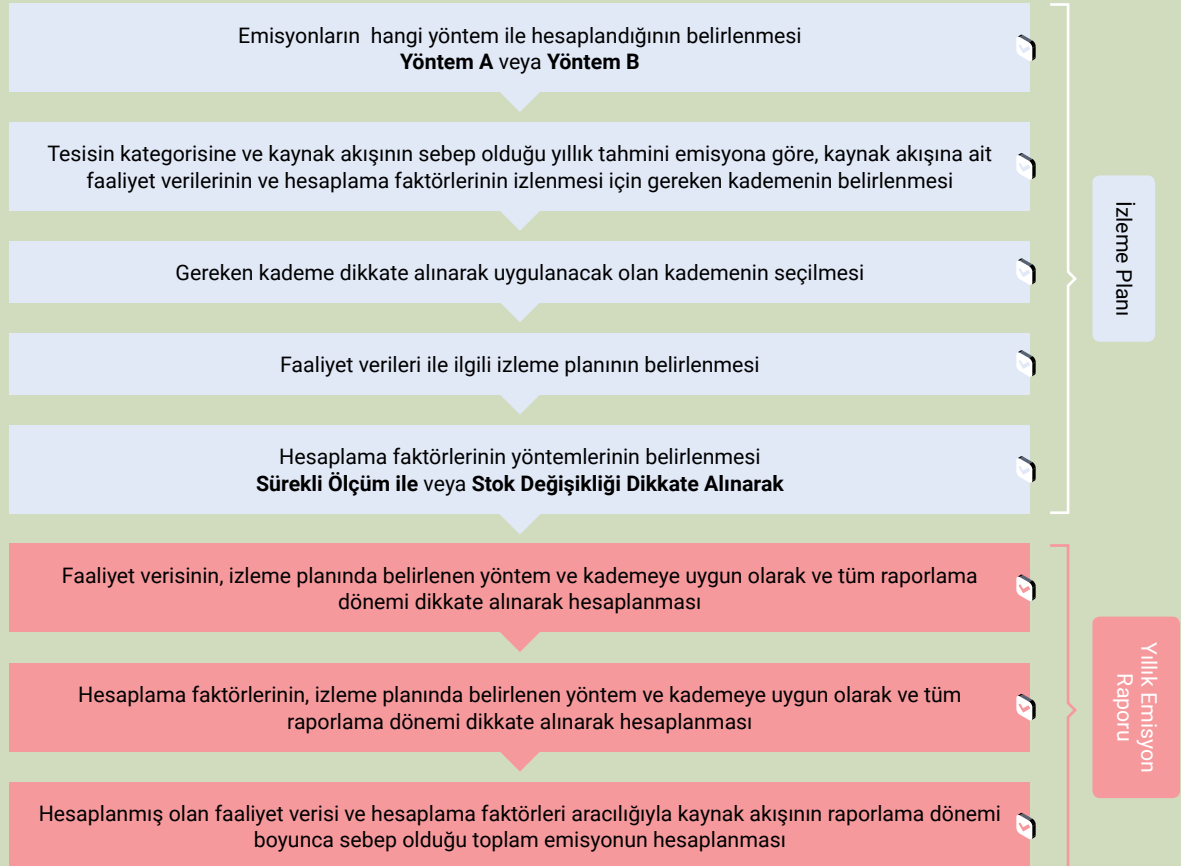
İzleme planında bu bölümle ilgili belirlenmiş olan veriler ve raporlamada neler yapılması gerektiği aşağıdaki şekilde özetlenmiştir. Şekil 10, her bir kaynak akışı için ayrı ayrı dikkate alınmalıdır.



PFC emisyonlarının izlenmesi ile ilgili ayrıntılı bilgiler İzleme Planı Kılavuzu Bl. 5.3.3'te bulunabilir.



Şekil 10:
PFC Emisyonları için İzleme Planı ve Yıllık Emisyon Raporu Aşamaları



5.2. Faaliyet Verilerinin Hesaplanması

İşletme, izleme planında belirlenmiş yöntemle göre PFC emisyonlarına dair hangi faaliyetleri izlemesi gerektiğini belirler. İzleme planında hangi yöntemin (A veya B) seçildiği açıklanmış olup, yıllık emisyon raporu bu doğrultuda hazırlanır.



Şekil 11:

PFC Emisyonları için Faaliyet Verisi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8]

Yöntem A	Yöntem B
• Birincil alüminyum yıllık üretimi (t), • Hücre-günü başına anot etkisi sıklığı (anot etkisi sayısı / hücre gün), • Ortalama anot etkisini (anot etki dakikası / vaka).	• Birincil alüminyum yıllık üretimi (t), • Anot etkisi aşırı gerilim (mV), • Akım verimliliği (%).

Faaliyet verileri için kademeler: Faaliyet verileri ölçülürken, uygulanan kademelerin işaret ettiği belirsizlik eşik değeri sağlanmalıdır. Eşik değerlerinin sağlandığına dair bilgi, belge ve kayıtlar işletmelerce raporlama ve doğrulama süreçlerinde kullanılmak üzere mevzuata uygun şekilde tutulmalıdır.

5.3 Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesi

İşletme, izleme planında belirlemiş olduğu yöntemle göre PFC emisyonlarının tespitinde hangi hesaplama faktörlerinin ilgili olduğunu belirler.



Şekil 12:

PFC Emisyonları için Hesaplama Faktörleri [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8]

Yöntem A	Yöntem B
• EEF_{CF_4} (kg CF_4 / t Al üretilen) / (anot etki dakikası / hücre-gün) • $F_{C_2F_6}$ (t C_2F_6 / t CF_4) • Toplama verimliliği (%).	• AGK ((kg CF_4/t Al) / mV) • Toplama verimliliği (%)

İşletme, hesaplama faktörlerini belirlerken ilgili kademeye bağlı olarak varsayılan ya da analizlere dayanan değerleri kullanabilir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8]. Varsayılan değerler Bölüm 5.3.1’de verilmektedir. Toplama verimliliğinin belirlenmesi için ise, 2006 IPCC Kılavuzunun 4.4.2.4 üncü kısmındaki Kademe 3 altında belirtilen kılavuzun en güncel versiyonu kullanılır [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8].

5.3.1 Varsayılan Değerleri Kullanma

Hesaplama faktörleri için kademe 1 uygulanıyorsa varsayılan değerler olarak teknolojiye özgü emisyon faktörleri kullanılabilir. Yöntem A ve Yöntem B için kullanılacak olan emisyon faktörlerinin referans değerleri Şekil 13'te gösterilmiştir.



Şekil 13:

Yöntem A ve Yöntem B için Teknolojiye Özgü Referans Emisyon Faktörleri

Yöntem A için teknolojiye özgü emisyon faktörleri

Teknoloji	EEF _{CF4} [(kg CF ₄ /t Al) / (AE-Dk/hücre-gün)]	F _{C2F6} [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Merkezde İşlenmiş Ön Pişirme (MIÖP)	0,143	0,121
Dikey Saplama Söderberg (DSS)	0,092	0,053

Yöntem B için teknolojiye özgü emisyon faktörleri

Teknoloji	CF ₄ emisyon faktörü [(kg CF ₄ /t Al) / mV]	C ₂ F ₆ Emisyon Faktörü [t C ₂ F ₆ / t CF ₄]
Merkezde İşlenmiş Ön Pişirme (MIÖP)	1,16	0,121
Dikey Saplama Söderberg (DSS)	—	0,053

5.3.2 Analize Dayanan Değerleri Kullanma

Yıllık emisyon raporunda, İzleme Planında belirtilmiş olan ilgili varsayılan değerlerin kullanılması mümkündür. Diğer taraftan eğer İzleme Planında analize dayanan değerlerin kullanılması öngörülmüş ise, yıllık emisyon raporu PFC emisyonları için öngörülen yöntem ve örnekleme planına uygun olarak toplanmış veriler ışığında doldurulur. Örneklerin hazırlanmasına ilişkin yöntemler, sorumluluklar, konumlar, sıklıklar ve miktarlar, örneklerin depolanması ve taşınmasına ilişkin yöntemler, izleme planında belirtildiği şekilde uygulanmalıdır.

İşletme emisyon faktörlerini en az üç yılda bir veya tesisteki ilgili değişikliklere bağlı olarak gerekli olduğu durumlarda daha sık aralıklarla belirler. İlgili değişiklikler anot etkisi süre dağılımındaki bir değişikliği veya anot etki tipleri karışımını veya anot etkisini sonlandırma rutininin doğasını etkileyen kontrol algoritmasındaki değişikliği içerir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8].

İşletme Yöntem A'yı kullandığında, sürekli veya aralıklı saha ölçümleri vasıtası ile oluşturulmuş CF₄ ve C₂F₆ için tesise özgü emisyon faktörlerini kullanır. Bu emisyon faktörlerinin belirlenmesinde işletme, 2006 IPCC Kılavuzlarındaki bölüm 4.4.2.4'deki kademe 3 altında belirtilen kılavuzun en güncel versiyonunu kullanır. İşletme her bir emisyon faktörünü ±15%'lik azami bir belirsizlik ile belirler [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8].

İşletme Yöntem B'yi kullandığında, sürekli veya aralıklı saha ölçümleri doğrultusunda oluşturulmuş CF_4 [(kg CF_4 / t Al) / (mV)] ve C_2F_6 [t C_2F_6 / t CF_4] için tesise özgü emisyon faktörlerini kullanır. Bu emisyon faktörlerinin belirlenmesi için işletme 2006 IPCC Kılavuzları 4.4.2.4 kısmındaki kademe 3'te belirtilen kılavuzun en güncel versiyonunu kullanır. İşletme her bir emisyon faktörünü $\pm$ %15'lik azami bir belirsizlik ile belirler [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8].



PFC emisyonlarının hesaplanmasında ortaya çıkan kayıp veriler, "Veri Boşlukları" sekmesinde raporlanmalıdır. Bu sayfada PFC'ye ait bütün kaynak akışları listelenmektedir. İlgili PFC kaynak akışı için kayıp verinin belirtilmesi ve ikame edilmesi için "Veri Ekle" butonuna tıklanmalıdır. Sonrasında veri boşluğunun başlangıç ve bitiş tarihleri, tanımı, sebepleri, kullanılan yöntemler ve tahmin edilen emisyon değeri kullanıcı tarafından girilmelidir.

5.4 Nihai Emisyonun Hesaplanması

Faaliyet verisi ve hesaplama faktörleri belirlendikten sonra son adım olarak, ilgili kaynak akışlarının sebep olduğu PFC emisyonları hesaplanmalıdır. Kullanılacak olan denklemler, izleme planında seçilmiş olan yönteme göre değişmektedir.

Yöntem A'nın uygulandığı durumlarda, önce CF_4 emisyonları Denklem 14 ile hesaplandıktan sonra C_2F_6 emisyonları Denklem 15 ile belirlenir.



Denklem 14:

$$CF_4 \text{ emisyonları} = AED \times (EEF_{CF_4} / 1000) \times Pr_{Al}$$

CF_4 emisyonları [t]

AED = Anot etkisi dakikası / hücre-gün

EEF_{CF_4} = Eğim emisyon faktörü
[(kg CF_4 / t Al üretilen) / (anot etki dakikası / hücre-gün)]

Pr_{Al} = Birincil Alüminyumun yıllık üretimi [t]

Hücre-gün başına anot etki dakikaları, anot etkileri ortalama süresinin (anot etki dakikası / ortaya çıktığı durumda) anot etkileri sıklığı (anot etkisi sayısı / hücre-gün) ile çarpılması olarak ifade edilir.

AED = sıklık $\times$ ortalama süre



Denklem 15:

$$C_2F_6 \text{ emisyonları} = CF_4 \text{ emisyonları} \times F_{C_2F_6}$$

C_2F_6 emisyonları [t]

$F_{C_2F_6}$ = C_2F_6 ağırlık oranı [t C_2F_6 / t CF_4]

Yöntem B'nin uygulandığı durumlarda ise, önce CF₄ emisyonları Denklem 16 ile hesaplandıktan sonra C₂F₆ emisyonları Denklem 17 ile belirlenir.



Denklem 16:

$$CF_4 \text{ emisyonları} = AGK \times (AEA/MV) \times Br_{Al} \times 0.001$$

CF₄ emisyonları [t]

AGK = Aşırı gerilim (mV) başına üretilen alüminyumun tonu başına kg CF₄ olarak ifade edilen aşırı gerilim katsayısı ('emiyon faktörü')

AEA = Zaman x hedef voltajın üzerindeki voltajın integralinin veri toplama zamanına (süre) bölünmesi olarak belirlenen hücre başına anot etkisi aşırı gerilimi [mV]

MV = Alüminyum üretiminin ortalama mevcut verimi [%]

Br_{Al} = Yıllık birincil alüminyum üretimi [t]

AEA/MV terimi (Anot etkisi aşırı gerilimi / mevcut verim) ortalama mevcut verim [%] başına zaman entegre ortalama anot etkisi aşırı gerilimini [mV aşırı gerilim] ifade eder.



Denklem 17:

$$C_2F_6 \text{ emisyonları [t]} = CF_4 \text{ emisyonları} \times F_{CF_2F_6}$$

F_{C₂F₆} = C₂F₆ (t C₂F₆ / t CF₄) ağırlık oranı

Tesise özgü emisyon faktörleri belirlendiğinde toplama verimliliği ölçülür ve PFC emisyonları Denklem 18 ile hesaplanır.



Denklem 18:

$$\text{Toplam PFC Emisyonları} = \text{Kanaldeki PFC Emisyonları} / \text{Toplama Verimliliği}$$

Toplama verimliliğinin belirlenmesi için 2006 IPCC Kılavuzunun 4.4.2.4'üncü kısmındaki kademe 3 altında belirtilen en güncel versiyon kullanılır.

Son adım olarak ise, sera gazlarının her birinin farklı bir küresel ısınma potansiyeli (KIP) katsayısı olduğu için PFC emisyonları hesaplandıktan sonra Denklem 19 ile karbondioksit eşdeğeri birimine çevrilmelidir. CO₂ harici sera gazlarının KIP değerleri, İ&R Tebliği EK-5'in 3. Bölümünde verilmektedir.



Denklem 19:

$$PFC \text{ Emisyonları [tCO}_{2(eşd)}] = (CF_4 \text{ emisyonları} \times KIP_{CF_4}) + (C_2F_6 \text{ emisyonları} \times KIP_{C_2F_6})$$

CF₄ / C₂F₆ emisyonları = [t]

KIP_{CF₄} / KIP_{C₂F₆} = Küresel Isınma Potansiyeli = [tCO_{2(eşd)} / tCF₄] veya [tCO_{2(eşd)} / t C₂F₆]

Yöntem A ve Yöntem B için iki farklı örnek, aşağıda verilmektedir.

**Örnek 26:****PFC Emisyonları, Yöntem A, DSS**

Raporlama dönemi boyunca 100.000 ton birincil alüminyum üreten bir işletme, PFC emisyonlarını hesaplayacaktır. İşletme, Dikey Saplama Solderberg (DSS) teknolojisine sahip olup hücre-gün bazında anot etki dakikalarını kaydetmektedir. Bu nedenle, hesaplama için Yöntem A kullanılır.

Tesis, ölçümleri sonucunda hücre-gün başına 1 anot etki dakikası olduğunu tespit etmiştir.

Faaliyet verisi:

AED (anot etki dakikası) = 1 anot etki dakikası/hücre-gün (işletmedeki ölçüm)

PR_{Al} = 100.000 t Alüminyum

Hesaplama faktörleri:

Sürekli veya aralıklı saha ölçümleri mevcut olmadığı için Kademe 1 (teknolojiye özgü emisyon faktörleri) uygulanmıştır [Bkz. İ&R Tebliği, EK-3 Bl.8, Tablo 3.2].

EEF_{CF4} = 0,092 kg CF₄ / t Al / (anot etki dakikası / hücre-gün)

F_{C2F6} = 0,053 t F_{C2F6} / t CF₄

KIP_{CF4} = 7.390 t CO₂/t CF₄

KIP_{C2F6} = 12.200 t CO₂/t C₂F₆

CF₄ emisyonları (Denklem 16):

CF₄ emisyonları = AED × (EEF_{CF4}/1000) × Pr_{Al} = 1 × (0,092/1.000) × 100.000 = 9,2 t CF₄

C₂F₆ emisyonları (Denklem 17):

C₂F₆ emisyonları = CF₄ emisyonları × F_{C2F6} = 9,2 t CF₄ × 0,053 t C₂F₆ / t CF₄ = 0,5 t C₂F₆

PFC emisyonları (Denklem 19):

PFC Emisyonları [tCO₂(eşd)] = (CF₄ emisyonları × KIP_{CF4}) + (C₂F₆ emisyonları × KIP_{C2F6})

= 9,2 t CF₄ × 7.390 t CO₂/t CF₄ + 0,5 t C₂F₆ × 12.200 t CO₂/t C₂F₆ = 73.937 t CO₂-eşd

**Örnek 27:****PFC Emisyonları, Yöntem B, MiÖP**

Raporlama dönemi boyunca 60.000 ton birincil alüminyum üreten bir işletme, PFC emisyonlarını hesaplayacaktır. İşletme, Merkezde İşlenmiş Ön Pişirme (MiÖP) teknolojisine sahip olup anot etkisi aşırı gerilimini kaydetmektedir. Bu nedenle, hesaplama için Yöntem B kullanılır.

Faaliyet verisi:

MV = %95 (Alüminyum üretiminin ortalama mevcut verimi⁴)

PR_{Al} = 60.000 t Alüminyum (raporlama dönemi üretimi)

AEA = 5 mV (hücre başına kaydedilen voltaj değeri)

Hesaplama faktörleri:

Sürekli veya aralıklı saha ölçümleri mevcut olmadığı için Kademe 1 (teknolojiye özgü emisyon faktörleri) uygulanmıştır [Bkz. İ&R Tebliği, EK-3 Bl.8, Tablo 3.2].

CF₄ emisyon faktörü (AGK) = 1,16 (kg CF₄/t Al) / mV

F_{C2F6} = 0,121 t C₂F₆ / t CF₄

KIP_{CF4} = 7.390 t CO₂/t CF₄

KIP_{C2F6} = 12.200 t CO₂/t C₂F₆

CF₄ emisyonları (Denklem 16):

CF₄ emisyonları = AGK × (AEA/MV) × Pr_{Al} × 0,001 t CF₄ = 1,16 (kg CF₄/t Al) / mV × (5 mV / %95) × 60.000 t × 0,001 t CF₄ = 3,7 t CF₄

C₂F₆ emisyonları (Denklem 17):

C₂F₆ emisyonları [t] = CF₄ emisyonları × F_{C2F6} = 3,7 t CF₄ × 0,121 t C₂F₆ / t CF₄ = 0,4 t C₂F₆

PFC emisyonları (Denklem 19):

PFC Emisyonları [tCO₂(eşd)] = (CF₄ emisyonları × KIP_{CF4}) + (C₂F₆ emisyonları × KIP_{C2F6})

= 3,7 t CF₄ × 7.390 t CO₂/t CF₄ + 0,4 t C₂F₆ × 12.200 t CO₂/t C₂F₆ = 32.478 t CO₂-eşd

⁴2006 IPCC Kılavuzunun 4.4.2.4 üncü kısmındaki kademe 3 altında belirtilen kılavuzun en güncel versiyonuna göre saptanan tesise özel değer.

BÖLÜM 6:

FAALİYETLERE ÖZGÜ ŞARTLAR

İşletme, hesaplama temelli bir yöntem kullanıyorsa emisyonlarını tesisteki ilgili faaliyetlere ilişkin İ&R Tebliği EK-3'te belirtilmiş olan faaliyete özgü şartları da dikkate alarak izler ve raporlar [Bkz. İ&R Tebliği Madde 18(2); 19(3)]. Bu şartlar aşağıda açıklanmaktadır.

Söz konusu özel şartların kullanılmasının teknik olarak elverişli olmadığı veya başka yöntemin emisyon verilerini daha yüksek doğruluğa ulaştırdığı durumlarda Bakanlığın uygun görüşü ile alternatif bir yöntem kullanılabilir. İzleme planı, faaliyetlere özgü şartları dikkate alacak şekilde hazırlanmalı ve yıllık emisyon raporu buna uygun olarak oluşturulmalıdır.

1. Enerji Santralleri ve Yakıtların Yakılmasından Kaynaklanan Emisyonlar

[Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 1]

	Kapsam:	Toplam anma ısı gücü 20 MW ve üzeri tesislerde yakıtların yakılması (tehlikeli veya evsel atığın yakılmasına mahsus tesislerdeki hariç) için: • Diğer tesislere herhangi bir ısı veya elektrik ihracı olsun veya olmasın, tesisteki yakıtların yanmasından kaynaklanan tüm emisyonlar • Proses girdisi olarak kullanılan yakıtlardan kaynaklanan emisyonlar
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Buhar kazanları, sanayi ocakları, türbinler, ısıtıcılar, her türlü fırınlar, insineratörler, ocaklar, kurutucular, motorlar, alev bacaları, yıkayıcı kuleler (proses emisyonları) ve yakıt kullanan diğer ekipman ve makineler. Bu kapsama nakliye amaçlı olarak kullanılan, içten yanmalı motorlu ekipman ve makineler dahil değildir.
	Notlar:	Diğer tesislerden ısı veya elektrik ithal ediliyorsa tüketilen ısı veya elektrik üretimine ilişkin emisyonlar tesis kapsamında değerlendirilmez.

Faaliyete Özgü Şartlar: Yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar, standart yöntemle izlenir ve raporlanır. Bunun için hesaplama faktörleri, İ&R Tebliği EK-2 Bl.2 uyarınca belirlenir ve yıllık emisyonlar buna göre raporlanır. Ancak kullanılan yakıt, İ&R Tebliği'nin kütle denge yöntemine izin verdiği başka bir faaliyetteki kaynak akışıyla birlikte izleniyorsa, kütle denge yöntemi de kullanılabilir (örneğin; gaz işleme terminallerinde gerçekleşen yanma prosesleri).

Atık Gazın Yıkınması [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.1(C)]: Tesiste atık gazlar yıkınıyorsa bu prosesten kaynaklanan emisyonlar raporlama kapsamı dâhilindedir ve iki alternatif yöntemle hesaplanabilir;

- Tüketilen karbonat miktarına göre: CO₂ proses emisyonları faaliyet verisinin hesaplama faktörleri ile çarpılmasıyla hesaplanır. Emisyon faktörleri İ&R Tebliği EK-5 Bl.2'deki stokiometrik oranlar ile, girdi malzemelerindeki CaCO₃ ve MgCO₃ miktarları ise ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak belirlenir.
- Üretilen alçı taşı miktarına göre: Emisyon faktörü olarak 0,2558 t CO₂/ t alçı taşı kullanılır [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.1(C)].

Desülfürizasyon: [Bkz. *İ&R Tebliği EK-3 Bl.I(C.1)*]: Baca gazında asit gazının temizlenmesi için kullanılan karbonat kaynaklı CO₂ emisyonları İ&R Tebliği Madde 22 kapsamınca iki yöntemle hesaplanabilir. Bu yöntemler ve kademe gereksinimleri aşağıda verilmiştir:

Yöntem A: Emisyon Faktörü

Kademe 1: Emisyon faktörleri ek-5'in ikinci bölümünde listelenen stokiyometrik oranlar ile belirlenir. İlgili girdi malzemelerindeki CaCO₃ ve MgCO₃ miktarları ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak belirlenir.

Yöntem B: Emisyon Faktörü

Kademe 1: Emisyon faktörü kuru alçı taşının (CaSO₄.2H₂O) salınan CO₂'ye stokiyometrik oranı olmalıdır: 0.2558 t CO₂/ t alçı taşı.

Dönüşüm Faktörü

Kademe 1: Dönüşüm faktörü olarak 1 alınır.

De-NO_x: [Bkz. *İ&R Tebliği EK-3 Bl.I(C-2)*] Atık gazın yıkanmasında kullanılan üre'den kaynaklı proses emisyonları İ&R Tebliği Madde 23 kapsamınca hesaplanır. Tanımlanan kademe seviyeleri aşağıda verilmiştir:

Emisyon Faktörü:

Kademe 1: ilgili girdi malzemesi içerisindeki üre miktarı en iyi sanayi uygulamaları kılavuzları kullanılarak yapılır. Emisyon faktörü 0,7328 t CO₂/t üre stokiyometrik oranı kullanılarak tespit edilir.

Dönüşüm Faktörü:

Sadece kademe 1 kullanılabilir.

Alev bacası [Bkz. *İ&R Tebliği EK-3 Bl.1(D)*]: Alev bacalarından kaynaklanan emisyonlar izlenirken eğer dâhili CO₂ söz konusuysa, bu emisyon izleme planına ve yıllık emisyon raporuna dâhil edilmelidir [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 46, EK-3 Bl.1(D)*]. Emisyonların kapsamına, tüm rutin ve işletimsel tutuşmalar (acil durumların yanı sıra devre dışı kalma, başlatma ve kapatma) dâhildir.

• **Emisyon faktörü:** [Bkz. *İ&R Tebliği EK-2*]

Kademe 1: Kullanılan saf etan için ihtiyatlı bir referans emisyon faktörü olarak 0,00393 t CO₂/Nm³ alınır.

Kademe 2b: Emisyon faktörleri, sanayi standart modellerine dayanan proses modellemesi kullanılarak, alev bacası akışının moleküler ağırlığının tahmininden elde edilir. Katkıda bulunan her bir akışın göreceli oranları ve moleküler ağırlıkları değerlendirilerek, baca gazının moleküler ağırlığı için ağırlıklı yıllık ortalama bir değer elde edilir.

• **Yükseltgenme faktörü:** [Bkz. *İ&R Tebliği EK-2*]: EK-2'nin 2. bölümü kapsamında yükseltgenme faktörü için kademe 1 veya kademe 2 kullanılır. Kademe 3 için işletme, yükseltgenme faktörünü İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca yakıtlar için külde, sıvı haldeki atıklarda, diğer atıklarda ve yan ürünlerde yanmamış karbon miktarı ve CO haricinde tam olmayan yanma sonucunda oluşan diğer gaz formundaki karbona dayanarak belirler.

2. Petrol Rafinasyonu [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.2]

	Kapsam:	Petrol rafinasyonu yapan işletme için rafinerilerde meydana gelen yanma ve üretim proseslerinden kaynaklanan tüm CO ₂ emisyonları
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Buhar kazanları, proses ısıtıcıları / treaters, içten yanmalı motorlar / türbinler, katalitik ve termal oksitleyiciler, kok işleyen fırınlar, yangın pompaları, acil durum/ yedek jeneratörler, alev bacaları, insineratörler, parçalayıcılar, hidrojen üretim birimleri, Klaus proses birimleri, katalizör rejenerasyon (katalitik kriting ve diğer katalitik işlemleri ile) ve koklaştırıcı (fleks-i-koklaştırıcı, geciktirilmiş koklaştırma) gibi ekipman ve makineler.
	Notlar:	Aynı işletme tarafından aynı sınırlar içinde, teknik olarak birbirinden ayrılamaz şekilde çalıştırılan ekipmanların tamamı bir tesis birimi olarak kabul edilmelidir.

Faaliyete Özgü Şartlar: Petrol rafinasyon tesislerindeki baca gazı yıkama, alev bacası ve yakıtların yanması gibi yanma emisyonları, yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar kapsamında değerlendirilir, bu çerçevede İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca izlenir ve raporlanır.

Petrol rafinasyon tesislerindeki prosesler için ise kütle dengesi yöntemi uygulanır. Ağır petrol gazlaştırma veya kalsinasyon tesisleri gibi her bir proses birimi tek tek, ya da rafineri tesisinin tamamı için kütle dengesi yöntemi uygulanabilir. Eğer rafineri tesisinin tamamı için kütle dengesi yöntemi uygulanıyorsa, yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar bu kütle dengesi içinde yer alacağı için ayrıca İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca standart yöntemle izlenmesi ve raporlanması gerekmemektedir.

Eğer tesis için standart yöntem ve kütle dengesi yöntemi birlikte kullanılıyorsa, işletme Bakanlığı kapsamındaki emisyonların eksiksizliğine ve emisyonların mükerrer sayımının olmadığına dair bilgi ve belgeleri sunar.

Petrol rafinasyonundaki proseslere özgü izleme ve raporlama şartları:

Hidrojen üretiminden kaynaklanan emisyonlar [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.2]:

Bu emisyonlar standart yöntemle izlenir. Bu hesaplamada faaliyet verisi, girdi olarak prosese beslenen hidrokarbon miktarıdır (ton cinsinden).

Katalitik kraking rejenerasyonu, diğer katalizör rejenerasyonu ve fleksibilite koklaştırmacılarından kaynaklanan emisyonlar: Bu emisyonlar kütle dengesi yöntemiyle izlenir. Kütle dengesi yöntemi uygulanırken, proseslere giren hava ve baca gazı dikkate alınmalıdır. İlgili kademeler, laboratuvar analizleri yoluyla belirlenir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30-33]. Bu prosesler için baca gazındaki CO gazının tamamı, 1,571 katsayısı uygulanarak CO₂ cinsine çevrilir. Baca gazı miktarı kütle dengesi yöntemiyle hesaplanacağı için giren hava akışının miktarı kullanılabilir. Bu hesaplama, kütle dengesinde beslenen girdinin yanabilir bileşenlerinin CO, CO₂, H₂O ve SO₂'ye dönüştüğü varsayılarak yapılır. Spesifik hesaplama yöntemi Bakanlık onayına tabidir.

Klaus prosesi: Baca gazındaki H₂S gazının kükürte çevrimi (Klaus prosesi), yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyon olarak değerlendirilir ve İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca hesaplanır. Eğer bu kaynak akışı, önemsiz kaynak akışı olarak sınıflandırılmışsa ve Klaus gazının analizi yapılamıyorsa bu emisyonlar aşağıdaki değerler kullanılarak hesaplanabilir. Spesifik hesaplama yöntemi Bakanlık onayına tabidir.

CO₂ konsantrasyonu: %23,9 (hacimsel olarak)

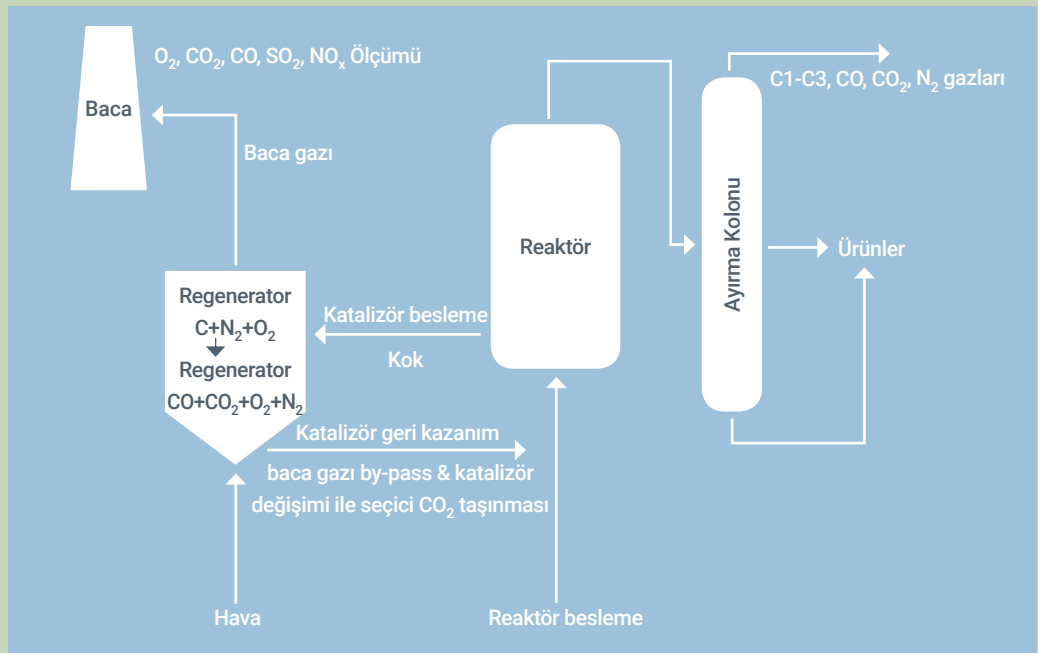
Hidrokarbon konsantrasyonu: %0,036 (hacimsel olarak, ihtiyatlı olması adına propan gazı için)

Emisyon faktörü: 0,47 t/1000 Nm³

Akışkan Katalitik Parçalama (FCC) Tesisi: Katalitik parçalama tesislerinde CO₂ emisyonları, baca gazında ve ayırma kolonundan çekilen gaz karışımında mevcut olup her iki kaynak da yıllık emisyon raporunda dikkate alınır. Rejenerasyon ünitesinden gelen CO₂ ve CO gazları, CO daha sonra CO₂ gazına yükseltgenerek, baca gazıyla atılır. Rejenerasyon yoluyla reaktöre taşınan CO₂ ise daha sonra ayırma kolonundan alınan gaz karışımı içinde bulunduğu için aynı şekilde yıllık emisyon raporuna dahil edilir. Spesifik hesaplama yöntemi Bakanlık onayına tabidir.



Şekil 14:
Örnek bir FCC
(Akışkan
Katalitik
Parçalama)
Tesis Şeması



3. Kok Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.3]

	Kapsam:	Kok üretimi yapan işletme
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Hammaddeler (kömür veya petrol koku dâhil), yakıtlar (doğal gaz dâhil), proses gazları (yüksek fırın gazı dâhil), diğer yakıtlar ve atık gaz yıkama prosesleri.

Faaliyete Özgü Şartlar: Kok; düşük kül ve sülfür oranına sahip yüksek bitümenli taşkömürlerinin yüksek sıcaklıkta parçalanması ile üretilebileceği gibi, petrol rafinerilerinin kok ünitelerinde ağır petrolden veya diğer kraking proseslerinde de üretilebilir.

İşletme, kok üretiminden kaynaklanan emisyonlarını izlemek ve raporlamak için kütle denge yöntemi veya standart yöntemden birini kullanabilir. Baca gazı yıkamadan kaynaklanan emisyonlar da hesaplamalara dahil edilir. Kullanılan yöntemle göre İ&R Tebliği EK-2'deki kademe eşikleri göz önüne alınır.

4. Metal Cevherinin Kavrulması ve Sinterlenmesi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.4]

	Kapsam:	Metal cevheri (sülfür cevheri dâhil) kavrulması, sinterlenmesi veya peletlenmesi faaliyetlerini yürüten işletme
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Hammaddeler (kireçtaşının kalsinasyonu, dolomit ve karbonatlı demir cevheri, FeCO_3 dâhil), yakıtlar (doğal gaz ve kok/kok tozu dâhil), proses gazları (kok fırın gazı ve yüksek fırın gazı dâhil), sinter tesisinin neden olduğu filtre edilmiş toz dâhil olmak üzere girdi malzemesi olarak kullanılan proses kalıntıları, dönüştürücüler ve yüksek fırın, diğer yakıtlar ve atık gaz yıkaması.

Faaliyete Özgü Şartlar: İşletme, metal cevherinin kavrulması, sinterlenmesi veya peletlenmesinden kaynaklanan emisyonlarını izlemek ve raporlamak için kütle denge yöntemi veya standart yöntemden birini kullanabilir. Kullanılan yöntemle göre İ&R Tebliği EK-2'deki kademe eşikleri göz önünde bulundurulur.

5. Pik Demir ve Çelik Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.5]

	Kapsam:	Kapasitesi 2,5 ton/saat ve üzeri, sürekli döküm de dâhil olmak üzere, pik demir ve çelik üretimi (birincil ve ikincil ergitme) yapan işletme.
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Hammaddeler (kireçtaşının kalsinasyonu, dolomit ve karbonatlı demir cevheri, FeCO_3 dâhil), yakıtlar (doğal gaz, kömür ve kok), indirgeyici madde (kok, kömür ve plastikler dâhil), proses gazları (kok fırın gazı, yüksek fırın gazı ve bazik oksijen fırın gazı dâhil), grafit elektrotların tüketimi, diğer yakıtlar ve atık gaz yıkaması.

Faaliyete Özgü Şartlar: İşletme, pik demir ve çelik üretiminden kaynaklanan emisyonlarını izlemek ve raporlamak için kütle denge yöntemi veya standart yöntemden birini kullanabilir. Kullanılan yöntemle göre İ&R Tebliği EK-2'deki kademe eşikleri göz önünde bulundurulur.

Emisyonların izlenmesi için takip edilen yöntem, emisyonların eksik olmasını ve mükerrer sayımını engellemelidir.

Prosesle giren ve prosesden çıkan kaynak akışlarının karbon içeriği, ilgili uluslararası veya ulusal standartlarda belirlenmiş ortalama kompozisyon değerlerinden elde edilebilir. Alternatif olarak, Kademe 3 için ürünlerin veya yarı ürünlerin karbon içeriği, yıllık laboratuvar analizleri ile tespit edilebilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30-33]. Bu durumda yapılacak örneklemenin temsil kabiliyetine ve biyokütle oranlarına dikkat edilmelidir.

Eğer yüksek fırın gazları başka işletmelere gönderiliyorsa, tesisin sınırlarını terkeden ilgili yüksek fırın gazları emisyon hesaplamasından düşülür. Tesisin içindeki yüksek fırın gazı akışları, hesaplamaya dâhil edilir. Bu tip bir kaynak akışı, emisyon izleme planında net olarak belirtilmeli ve raporlamada ayrıntılı olarak açıklanmalıdır.

6. Demir ve Demir Dışı Metallerin Üretimi veya İşlenmesi

[Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.6]

Kapsam:	Toplam anma ısı gücü 20 MW ve üzeri yakma üniteleri kullanılarak demir içeren metallerin (demirli alaşımlar dâhil) üretimi veya işlenmesini yapan işletme. Toplam anma ısı gücü (indirgeme maddesi olarak kullanılan yakıtlar dâhil) 20 MW ve üzeri yakma üniteleri kullanılarak alaşımların üretimi, rafine edilmesi, dökümhane dökümü, vb. dâhil olmak üzere demir dışı metallerin üretimi veya işlenmesini yapan işletme.	
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Yakıtlar, öğütücü tesislerden gelen tane haline getirilmiş plastik malzemeyi içeren alternatif yakıtlar, kok ve grafit elektrotları içeren indirgeyici maddeler, kireçtaşı ve dolomiti içeren hammaddeler, karbon içerikli metal cevherleri ve konsantreler ve ikincil hammaddeler.	
Notlar:	Pik demir ve çelik üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.5] ve birincil alüminyum üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.7] bu kapsama dâhil değildir.	

Faaliyete Özgü Şartlar: Tesise giren yakıt veya girdi malzemelerinden kaynaklanan karbon, üretim ürünlerinin veya diğer ürün çıktılarının içinde kalıyorsa kütle dengesi yöntemi uygulanmalıdır. Bu durumda işletme, yanma proseslerinden kaynaklanan emisyonları dâhil edebilir veya kaynak akışının bir kısmı için standart yöntemi kullanabilir.

Diğer durumlarda ise standart yöntem kullanılarak yanma ve proses emisyonları ayrı ayrı hesaplanır. Yanma emisyonlarının hesaplama faktörleri için kademeler İ&R Tebliği EK-2 Bl.2 uyarınca, karbonat dekompozisyonundan kaynaklanan proses emisyonları için hesaplama faktörlerine ait kademeler ise İ&R Tebliği EK-2 Bl.4 uyarınca girdi bazlı temelli veya çıktı temelli olarak belirlenir.

7. Birincil Alüminyumun Üretilmesinden veya İşlenmesi – CO₂ Emisyonları

[Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.7]

Kapsam:	Birincil alüminyum üreten veya işleyen işletme	
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Isı veya buhar üretimi için kullanılan yakıtlar, elektrot üretimi, elektrot tüketimi ile ilgili olan elektroliz esnasındaki Al ₂ O ₃ 'ün indirgenmesi ve atık gaz yıkaması için soda külü veya diğer karbonatların kullanımı.	
Notlar:	Birincil alüminyumun üretilmesi veya işlenmesinden kaynaklanan CO ₂ emisyonları kapsam dâhilindedir. Kaçak emisyonlar da dâhil olmak üzere, anot etkilerinin neden olduğu perflorokarbon (PFC) emisyonları bu kapsama dâhil olmayıp, İ&R Tebliği EK-3 Bl.8 uyarınca başka özel şartlara tabidir. Elektrotların üretimi bağımsız tesislerce yapılıyorsa, bu tesisler kapsam dâhilindedir. Elektrolizdeki elektrot tüketiminin yanı sıra elektrotların karıştırılması, şekillendirilmesi, fırınlanması ve geri dönüşümü ile ilgili girdiler, stoklar, ürünler ve diğer ihraç mallarındaki tüm karbon miktarı da göz önünde bulundurulur.	

Faaliyete Özgü Şartlar: Bu emisyonlar, CO₂ ile sınırlı olup kütle dengesi yöntemi ile izlenir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 23];

Önceden fırınlanmış anotlardan kaynaklanan emisyonlar:

Eğer proseslerde önceden fırınlanmış anotlar kullanılıyorsa, üretim ve tüketim için ayrı kütle dengeleri uygulanabileceği gibi, alternatif olarak elektrotların hem üretimini, hem de tüketimini dikkate alan ortak bir kütle dengesi de yapılabilir. Söderberg hücreleri için ortak bir kütle dengesi kullanılır.

Yanma emisyonları: İşletme, yanma proseslerinden kaynaklanan emisyonları kütle dengesine dâhil edebileceği gibi, emisyon kaynak akışlarının en az bir kısmı için standart yöntem de kullanılabilir. Bu durumda emisyonların eksiksiz olması ve mükerrer sayımın oluşmamasına özen gösterilir.

8. Birincil Alüminyumun Üretilmesinden veya İşlenmesinden Kaynaklanan PFC Emisyonları [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8]

Kapsam:	Birincil alüminyum üreten veya işleyen işletme
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Anot etkilerinin neden olduğu perflorokarbon (PFC) emisyonları
Notlar:	Kaçak emisyonlar ve PFC emisyonları kapsama dâhil olup, söz konusu faaliyetlerden kaynaklanan CO ₂ emisyonları İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 7 uyarınca ilgili özel şartlar temelinde izlenmeli ve raporlanmalıdır.

Faaliyete Özgü Şartlar: Bu emisyonlar PFC ile sınırlı olup, kanalın toplama verimliliğine bağlı olan kaçak emisyonlar ile kanaldaki veya bacadaki noktasal kaynaklı ölçülebilen emisyonlardan oluşur.

$$\text{PFC Emisyonları}_{\text{toplam}} = \frac{\text{Kanaldaki PFC Emisyonları}}{\text{toplama verimliliği}}$$

Toplama verimliliği, tesise özgü emisyon faktörleri temelinde belirlenir. İşletme, bir kanal veya baca vasıtası ile salınan CF₄ ve C₂F₆ emisyonlarını, tesiste ölçülen parametreye göre aşağıdaki yöntemlerden birini kullanarak hesaplar:

Yöntem A: Eğim Yöntemi

Hücre-gün başına anot etki dakikaları kaydediliyorsa, PFC emisyonları şu denklemler yardımıyla hesaplanır;

$$\text{CF}_4 \text{ emisyonları [t]} = \text{AED} \times (\text{EEF}_{\text{CF}_4}/1000) \times \text{Pr}_{\text{Al}}$$

$$\text{C}_2\text{F}_6 \text{ emisyonları [t]} = \text{CF}_4 \text{ emisyonları} \times \text{F}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

AED: Hücre-gün başına anot etki dakikası;

EEF_{CF₄}: Eğim emisyon faktörü [(kg CF₄ / t Al üretilen) / (anot etki dakikası / hücre-gün)];

$$\text{F}_{\text{C}_2\text{F}_6} = \text{C}_2\text{F}_6 \text{ ağırlık oranı (t C}_2\text{F}_6 / \text{t CF}_4\text{)};$$

$$\text{Pr}_{\text{Al}} = \text{Birincil Alüminyumun yıllık üretimi [t]}.$$

Farklı hücre türleri kullanıldığında, farklı AED uygulanır ve şu şekilde bulunur;

$$\text{AED} = \text{anot etkileri sıklığı} \times \text{anot etkileri ortalama süresi}$$

$$\text{Anot etkileri sıklığı: anot etkisi sayısı/hücre-gün}$$

$$\text{Anot etkileri ortalama süresi: ortaya çıktığı durumda anot etki dakikası}$$

Yöntem B: Aşırı Gerilim Yöntemi

Anot etkisi aşırı gerilimi kaydediliyorsa, PFC emisyonları şu denklemler yardımıyla hesaplanır;

$$\text{CF}_4 \text{ emisyonları [t]} = \text{AGK} \times (\text{AEA/MV}) \times \text{Br}_{\text{Al}} \times 0,001$$

$$\text{C}_2\text{F}_6 \text{ emisyonları [t]} = \text{CF}_4 \text{ emisyonları} \times \text{F}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

AGK: Aşırı gerilim (mV) başına üretilen alüminyumun tonu başına kg CF₄ olarak ifade edilen aşırı gerilim katsayısı ('emisyon faktörü');

AEA: Zaman x hedef voltajın üzerindeki voltajın integralinin veri toplama zamanına (süre) bölünmesi olarak belirlenen hücre başına anot etkisi aşırı gerilimi [mV].

MV: Alüminyum üretiminin ortalama mevcut verimi [%];

$$\text{Br}_{\text{Al}}: \text{Yıllık birincil alüminyum üretimi [t]};$$

$$\text{F}_{\text{C}_2\text{F}_6}: \text{C}_2\text{F}_6 \text{ (t C}_2\text{F}_6 / \text{t CF}_4\text{)} \text{ ağırlık oranı};$$

AEA/MV: (Anot etkisi aşırı gerilimi / mevcut verim) ortalama mevcut verim[%] başına zaman entegre ortalama anot etkisi aşırı gerilimi [mV aşırı gerilim]

Emisyon faktörlerinin tespiti (Yöntem A):

EEF_{CF_4} : CF_4 için eğim emisyon faktörü, anot etki dakikası /hücre gün başına üretilen ton alüminyum başına salınan CF_4 miktarı [kg];

$F_{C_2F_6}$: C_2F_6 için emisyon faktörü ($F_{C_2F_6}$ ağırlık oranı) salınan CF_4 miktarına orantılı olarak salınan C_2F_6 miktarı [t].

Bu emisyon faktörleri, kademe 1 ve kademe 2 için şu şekilde uygulanır;

Kademe 1: İşletme, kullanılan teknolojiye özgü şu emisyon faktörlerini kullanır;

Teknoloji	EEF_{CF_4} [(kg CF_4 /t Al) / (AE-Dk/hücre-gün)]	$F_{C_2F_6}$ [t C_2F_6 / t CF_4]
Merkezde İşlenmiş Ön Pişirme (MiÖP)	0,143	0,121
Dikey Saplama Søderberg (DSS)	0,092	0,053

Emisyon faktörlerinin tespiti (Yöntem B):

CF_4 için emisyon faktörü: ('aşırı gerilim katsayısı' AGK) milivolt aşırı gerilim [mV] başına üretilen alüminyumun tonu başına salınan CF_4 miktarı [kg];

C_2F_6 için emisyon faktörü: (ağırlık oranı $F_{C_2F_6}$) salınan CF_4 miktarına orantılı olarak salınan C_2F_6 miktarı [t].

Bu emisyon faktörleri, kademe 1 ve kademe 2 için şu şekilde uygulanır;

Kademe 1: İşletme, kullanılan teknolojiye özgü şu emisyon faktörlerini kullanır;

Teknoloji	CF_4 emisyon faktörü [(kg CF_4 /t Al) / mV]	C_2F_6 Emisyon Faktörü [t C_2F_6 / t CF_4]
Merkezde İşlenmiş Ön Pişirme (MiÖP)	1,16	0,121
Dikey Saplama Søderberg (DSS)	N.A.	0,053

Kademe 2: CF_4 ve C_2F_6 için tesise özgü emisyon faktörleri, sürekli veya aralıklı saha ölçümleri ile, 2006 IPCC Kılavuzlarındaki bölüm 4.4.2.4'deki kademe 3 altında belirtilen kılavuzun en güncel versiyonu⁵ kullanılarak, her bir emisyon faktörü $\pm 15\%$ 'lik azami bir belirsizlik ile tespit edilir.

Bu emisyon faktörleri en az üç yılda bir belirlenir. Eğer anot etki süre dağılımı, anot etki tipleri karışımı veya anot etkisini sonlandırma rutininin doğasını etkileyen kontrol algoritmasında bir değişiklik söz konusu olursa, emisyon faktörleri daha sık aralıklarla belirlenmelidir.

Emisyonların $CO_{2(eşd)}$ 'e çevrilmesi: CF_4 ve C_2F_6 emisyonları, bu iki gazın Küresel Isınma Potansiyeli (KIP) katsayıları kullanılarak $CO_{2(eşd)}$ cinsine çevrilir. Hesaplama için şu denklem kullanılır;

$$PFC \text{ emisyonları [t } CO_{2(eşd)}] = CF_4 \text{ emisyonları [t]} \times KIP_{CF_4} + C_2F_6 \text{ emisyonları [t]} \times KIP_{C_2F_6}$$

KIP listesi, İ&R Tebliği EK-5 Bl.3'te verilmiştir;

$$KIP_{CF_4} = 7.390 \text{ t } CO_{2(eşd)} / \text{ t } CF_4$$

$$KIP_{C_2F_6} = 12.200 \text{ t } CO_{2(eşd)} / \text{ t } C_2F_6$$

⁵Uluslararası Alüminyum Enstitüsü; Alüminyum Sektörü Sera Gazı Protokolü; Ekim 2006; ABD Çevre Koruma Kurumu ve Uluslararası Alüminyum Enstitüsü; Birincil Alüminyum Üretiminden gelen tetraflorometan (CF_4) ve heksafloroetan (C_2F_6) Emisyonlarının Ölçümü için Protokol; Nisan 2008.

9. Klinker Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.9]

	Kapsam:	Günlük kapasitesi 500 ton ve üzeri döner fırınlarda veya günlük kapasitesi 50 tonu aşan diğer ocaklarda klinker üretimi yapan işletme
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Hammaddelerdeki kireçtaşının kalsinasyonu, fosil döner fırın yakıtları, alternatif fosil bazlı döner fırını yakıtları ve hammaddeler, biyokütle döner fırın yakıtları (biyokütle atıkları), döner fırın dışı yakıtlar, kireç taşının ve atık gaz yıkamasında kullanılan şist ve hammaddelerin organik karbon içeriği.

Faaliyete Özgü Şartlar: Yanmadan kaynaklanan emisyonlar, İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca izlenir ve raporlanır.

Farin bileşenlerinden kaynaklanan proses emisyonları ise iki alternatif yöntemle hesaplanabilir. Bu emisyonlar, proses girdisinin karbonat içeriğine (Hesaplama yöntemi A) veya üretilen klinker miktarına (hesaplama yöntemi B) dayanarak, en az CaCO_3 , MgCO_3 ve FeCO_3 içeren karbonatlar dikkate alınarak aşağıdaki yöntemlerden birisiyle izlenir ve raporlanır [Bkz. İ&R Tebliği EK-2 Bl.4]:



Hesaplama yöntemi A

Girdi Bazlı Döner Fırın (Karbonat içeriğine dayanarak) İşletme, klinker üretiminde karbonat içeriğine sahip ikincil yakıtlar kullanıyorsa, bu hesaplama yöntemi girdi bazlı olduğu için karbonattan kaynaklanan proses emisyonlarını hesaplamaya dâhil eder.

Farin karakterize edilemiyorsa, işletme faaliyet verisi için belirsizlik gerekliliklerini ayrı ayrı her bir ilgili karbon içeren döner fırın girdisine uygular. Faaliyet verisinin üretilen klinkere göre belirlendiği durumlarda, farin net miktarı bir sahaya özgü deneysel farin/klinker oranı vasıtası ile belirlenir. Bu oran, en az yılda bir kere güncellenir.

Çimento döner fırın tozunun (ÇFT) ve bypass tozunun döner fırını terk ettiği durumlarda işletme ilgili hammaddeyi proses girdisi olarak değerlendirmez, ancak ÇFT'den gelen emisyonları aşağıda atılan toz ile ilgili emisyonlar kısmına uygun olarak hesaplar.

İşletme emisyon faktörü için aşağıda verilen kademeleri uygular:

Kademe 1: İşletme aşağıdakilerden birini kullanır:
(a) İ&R Tebliği Ek-5 bölüm 2 tablo 2 de verilen standart faktörler
(b) İ&R Tebliği Ek-5 de standart faktörlerin olmadığı durumlarda İ&R Tebliği 29 uncu maddenin (ç) bendini uyarınca belirlenen diğer sabit faktörler

Kademe 2: 29 uncu maddenin (b) bendi uyarınca ülkeye özel faktörler veya (c) bendi uyarınca belirlenen faktörler



Hesaplama yöntemi B

Çıktı Bazlı Klinker (Üretilen klinker miktarına dayanarak) Faaliyet verisinin üretilen klinkere göre belirlendiği durumlarda, farin net miktarı bir sahaya özgü deneysel farin/klinker oranı vasıtası ile belirlenir. Bu oran, en az yılda bir kere güncellenir. Emisyonlar, standart yöntemle faaliyet verisi ve emisyon faktörünün çarpılmasıyla hesaplanır.

Emisyon faktörü için aşağıdaki kademeler uygulanır;

Kademe 1: İşletme aşağıdakilerden birini kullanır

(a) İ&R Tebliği Ek-5'in ikinci bölümü Tablo 5.3'te listelenen standart faktörleri uygular.
(b) İ&R Tebliği Ek-5 de standart faktörlerin olmadığı durumlarda İ&R Tebliği 29 uncu maddenin (ç) bendi uyarınca belirlenen diğer sabit faktörler

Kademe 2: İşletme, İ&R Tebliği 29 uncu maddenin (b) bendi uyarınca ülkeye özel faktörler veya (ç) bendi uyarınca belirlenen faktörleri uygular.

Kademe 3: İşletme, üründeki karbonatların ayrışmasında ortaya çıkan ilgili metal oksitlerin miktarlarının belirlenmesi, İ&R Tebliği 30 uncu maddeden 33 üncü maddeye kadar olan maddeler kapsamında yürütülür. Kompozisyon verisinin emisyon faktörlerine dönüştürülmesi için, ilgili bütün metal oksitlerin karşılık gelen karbonatlardan çıktığı varsayılarak, İ&R Tebliği ek-5'in 2 nci bölümünde listelenen stokiometrik oranlar kullanılır. Bu amaçla, işletme asgari olarak CaO ve MgO 'yu dikkate alır ve Bakanlığa farindeki karbonatlarla ilişkili olan diğer metal oksitlerle ilgili kanıt sunar.

Devamı sayfa 68'de >>



Kademe 3: İşletme emisyon faktörünü 30 uncu maddeden 33 üncü maddeye kadar olan maddeler kapsamında belirler. Gerekli olduğu durumlarda, kompozisyon verisinin emisyon faktörlerine dönüştürülmesi için, ek-5'in ikinci bölümünde listelenen stokiyometrik oranlar kullanılır.



Faaliyet verisi olarak klinker üretimi [t] kullanılır. Bu miktar, şu iki yöntemden birisi ile tespit edilir; Klinker doğrudan tartılarak; Malzeme dengesi yaklaşımı ile, aşağıdaki denklem kullanılarak;
 üretilen klinker [t] = ((teslim edilen çimento [t] – çimento stok değişimi [t]) × klinker / çimento oranı [t klinker / t çimento]) - (temin edilen klinker [t]) + (dağıtılan klinker [t]) - (klinker stok değişimi [t]).

Eğer işletme kütle dengesi yöntemini uyguluyorsa, çimento ürünlerinin ve klinkerin depolama şartları, stok ölçümüne dair belirsizlikleri ve silo (ve benzeri depolarındaki) doluluk seviyelerinin tespitinin nasıl yapıldığını yıllık emisyon raporunda açıklar.

İşletme, İ&R Tebliği Madde 30-33 uyarınca laboratuvar analizleri yaptırarak her bir farklı çimento ürünü için çimento/klinker oranını hesaplar. Alternatif olarak bu oranı, çimento teslimatları ve stok değişimleri ve bypass tozu ve çimento döner fırın tozunu içeren ve çimentoya katkı olarak kullanılan bütün diğer malzemelerin farkından da hesaplayabilir

Atılan toz ile ilgili emisyonlar: İşletme, İ&R Tebliği Madde 22-2 uyarınca proses emisyonları olarak hesaplanan çimento döner fırın tozunun (ÇFT'nin) kısmi kalsinasyon oranı için düzeltilen, fırın sisteminden çıkan bypass tozuna veya ÇFT'ye ilişkin CO₂ emisyonlarını ekler. İ&R Tebliği ek-2'nin dördüncü bölümü uyarınca, emisyon faktörlerine ilişkin kademe 1 ve kademe 2 aşağıdaki gibi tanımlanır:

Kademe 1: İşletme, emisyon faktörü olarak 0.525 t CO₂/t toz uygular.

Kademe 2: İşletme yılda en az bir defa emisyon faktörünü (EF) 30 uncu maddeden 33 üncü maddeye kadar olan maddeler uyarınca ve aşağıdaki formülü kullanarak belirler:

$$EF_{\text{ÇFT}} = [(EF_{\text{Kli}} / (1 + EF_{\text{Kli}})) \times d] / [1 - ((EF_{\text{Kli}} / (1 + EF_{\text{Kli}})) \times d)]$$

Burada;

EF_{ÇFT} = Kısmen kalsine çimento döner fırın tozunun emisyon faktörü [t CO₂/t ÇFT];

EF_{Kli} = Klinkerin tesise özgü emisyon faktörü [t CO₂/t klinker];

d = ÇFT kalsinasyon derecesi (ham karışımdaki toplam karbonat CO₂'nin % olarak CO₂ salımı).

Farindeki Organik Karbondan Kaynaklanan Emisyonlar: İşletme, farındaki karbonun organik kaynaklı olan kısmından (uçucu kül gibi alternatif hammaddeler, kireç taşı ve şist dâhil olmak üzere) kaynaklanan emisyonları standart yöntem ile izler ve raporlar. Farindeki karbonat içeriğinden kaynaklanan emisyonlar bu kapsama dâhil değildir. İşletme, farindeki organik karbon miktarını analiz yoluyla [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30-33] veya ihtiyatlı bir tahminle belirlemelidir. Dönüşüm faktörü ve emisyon faktörü için aşağıdaki kademeler uygulanır;

• **Emisyon faktörü:**

Kademe 1: İlgili hammadde içindeki karbonat olmayan karbonun içeriği ilgili ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak elde edilir.

Kademe 2: İlgili hammadde içindeki karbonat olmayan karbonun içeriği en az yıllık olarak analiz yoluyla [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30-33] belirlenir. Farin, farklı kireçtaşı ocakları gibi birden çok kaynaktan temin ediliyorsa kademe 2 için söz konusu analizler her bir ocak için ayrı ayrı yapılır.

• **Dönüşüm faktörü:**

Kademe 1: Dönüşüm faktörü olarak 1 uygulanır.

Kademe 2: İlgili ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak dönüşüm faktörü hesaplanır.

10. Kireç Üretimi veya Dolomit veya Magnezit Kalsinasyonu

Kapsam:	Günlük kapasitesi 50 ton ve üzeri döner fırınlarda veya diğer ocaklarda kireç üretimi veya dolomitin veya magnezitin kalsinasyonunu yapan işletme 
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Kireçtaşının kalsinasyonu, hammaddelerdeki dolomit veya magnezit, geleneksel fosil fırın yakıtları, alternatif fosil bazlı fırın yakıtları ve hammaddeler, biyokütle fırın yakıtları (biyokütle atıkları) ve diğer yakıtlar.
Notlar:	Yaklaşık aynı miktarda CO ₂ 'in tekrar bağlandığı arındırma prosesleri için sönmemiş kireç ve kireç taşından çıkan CO ₂ kullanıldığında, arındırma işleminin yanı sıra karbonatların ayrıştırılmasının ayrı ayrı raporlanmasına gerek yoktur. Kalsiyum ve magnezyumun karbonatları hesaplamalara dâhil edilmelidir. Diğer karbonatlar ve hammaddedeki organik karbon ilgili olduğu durumlarda dikkate alınır.

[Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.10]

Özel İzleme Kuralları: Yanmadan kaynaklanan emisyonlar, İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca izlenir ve raporlanır.

Hammaddelerden (karbonat dekompozisyonundan) kaynaklanan proses emisyonları için hesaplama faktörlerine ait kademeler, İ&R Tebliği EK-2 Bl.4 uyarınca girdi temelli veya çıktı temelli olarak belirlenir.

Girdi temelli yöntem: Karbonat içerik değerleri malzemenin ilgili nem ve gang içeriği için ayarlanır. Magnezya üretiminde karbonattan ziyade diğer magnezyum taşıyan madenler dikkate alınır. Geri dönen veya by-pass malzemeden kaynaklanan mükerrer sayım veya ihmaller olmamasına dikkat edilmelidir.

Çıktı temelli yöntem: Kireç ocağı tozu ve hammaddedeki organik karbon ayrı birer kaynak akışı olarak değerlendirilir. Gerekli analizler işletme tarafından yaptırılır ve yıllık emisyon raporunda açıklanır.

Kireçtaşındaki organik karbondan kaynaklanan emisyonlar, İ&R Tebliği EK-3 Bl.9'da klinker için açıklanan şekilde raporlanır. Hammadde, farklı ocaklardan temin ediliyorsa bu analizler her bir ocak için ayrı ayrı yapılır. Kategori A olarak sınıflandırılan tesislerin ise, hammaddenin alındığı ocağın değişmemesi kaydıyla bu analizi bir seferlik yaptırmaları yeterlidir. Bu prosedür, Bakanlık onayına tabidir.

Hammaddede organik karbon mevcut olup olmadığının tespiti için TS EN 13639 (Kireçtaşı - Toplam organik karbon tayini) kullanılabilir. Bu standarda göre organik karbonun kireçtaşındaki oranı %0,02'den düşükse organik karbondan kaynaklı bir emisyon olmadığı kabul edilir ancak izleme planında önemsiz kaynak akışı olarak gösterilir. Bu prosedür, Bakanlık onayına tabidir.

CO₂, başka bir tesise transfer edildiğinde veya ÇKK (çökelmiş kalsiyum karbonat) üretimi için proses girdisi olarak tesis içinde kullanıldığında söz konusu CO₂ miktarı, CO₂'yi üreten tesisten kaynaklı emisyon olarak değerlendirilir.

11. Cam, Cam Elyaf veya Mineral Yün Yalıtım Malzemesi Üretimi

[Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.11]

 Kapsam:	Günlük ergitme kapasitesi 20 ton ve üzeri cam elyafı da dâhil olmak üzere cam üretimi yapan işletme. Günlük ergitme kapasitesi 20 ton ve üzeri, cam, taş veya cüruf kullanılarak mineral elyaf yalıtım malzemesi üretimi yapan işletme.
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Hammaddenin erimesinin sonucu olarak alkali ve toprak-alkali karbonatların ayrışması, geleneksel fosil yakıtlar, alternatif fosil bazlı yakıtlar ve hammaddeler, biyokütle yakıtlar (biyokütle atıklar), diğer yakıtlar, kok içeren katkı maddelerini içeren karbon, kömür tozu ve grafit, atık gaz yakma ve atık gaz yıkama.
Notlar:	Su camı ve taş/kaya yünü üreten tesisler de bu hükümlere tabidir.

Faaliyete Özgü Şartlar: Baca gazı yıkama dâhil olmak üzere, yakıtların yanmasından ve kok, grafit ve kömür tozunu içeren proses malzemelerinden kaynaklanan emisyonlar, İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 hükümleri uyarınca izlenir ve raporlanır.

Hammaddelerden kaynaklanan proses emisyonları ise, İ&R Tebliği EK-2 Bl.4 uyarınca girdi temelli yöntem ile (Yöntem A) izlenir. Dikkate alınacak karbonatlar en az CaCO₃, MgCO₃, Na₂CO₃, NaHCO₃, BaCO₃, Li₂CO₃, K₂CO₃, ve SrCO₃ karbonatlarını içermelidir.

- **Emisyon faktörü:**

Kademe 1: İlgili hammadde içindeki karbonat olmayan karbonun içeriği ilgili ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak elde edilir.

Kademe 2: İlgili hammadde içindeki karbonat olmayan karbonun içeriği en az yıllık olarak analiz yoluyla [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30-33] belirlenir. Farin, farklı kireçtaşı ocakları gibi birden çok kaynaktan temin ediliyorsa kademe 2 için söz konusu analizler her bir ocak için ayrı ayrı yapılır.

- **Dönüşüm faktörü:** Kademe 1 uygulanır.

12. Seramik Ürünlerinin Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.12]

Kapsam:	Günlük üretim kapasitesi 75 ton ve üzeri, özellikle çatı kiremitleri, tuğlalar, refrakter tuğlalar, karolar, taş ürünler veya porselen olmak üzere, pişirme ile seramik ürünlerin üretimini yapan işletme.
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Fırın yakıtları, kireç taşının/dolomitin kalsinasyonu ve hammaddelerdeki diğer karbonatlar, hava kirleticilerini azaltmak ve diğer baca gazı yıkama ile ilgili kireç taşı ve diğer karbonatlar, polisitren içeren gözenek artırıcı olarak kullanılan toprak/biyokütle katkı maddeleri, kâğıt üretimi veya talaş kalıntıları, kildeki ve diğer hammaddelerdeki fosil organik malzemeler.

Faaliyete Özgü Şartlar: Baca gazı yıkama dâhil olmak üzere, yakıtların yanmasından ve kok, grafit ve kömür tozunu içeren proses malzemelerinden kaynaklanan emisyonlar, İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 hükümleri uyarınca izlenir ve raporlanır.

Farin bileşenlerinden kaynaklanan proses emisyonları İ&R Tebliği EK-2 Bl.4 hükümleri uyarınca izlenir.

Spesifik olarak ayırdedilebilir derecede farklı bileşimlere sahip hammaddeler ve katkıları, analizleri yapılarak ayrı kaynak akışları olarak değerlendirilir. Tesiste farklı kil karışımları (özellikle örneğin kâğıt endüstrisi kaynaklı biyojenik karbon içeren malzemeler) kullanılıyorsa, her bir kil karışımı için analizler yapılarak spesifik emisyon faktörü kullanılır.

İşletme, işlenmemiş kile dayanan seramik ürünler ve organik içerikli kil ve katkı maddeleri kullanırsa aşağıda açıklanan girdi temelli yöntemi (Yöntem A) kullanır. İşlenmiş (saflaştırılmış veya sentetik) kile dayanan seramikler için ise Yöntem A'yı veya Yöntem B'yi kullanabilir. Kalsiyum karbonatlar her zaman raporlama kapsamına dâhil edilmelidir. Diğer karbonatlar ve hammaddedeki organik karbon ilgili olduğu durumlarda dikkate alınır.

Proses emisyonlarının emisyon faktörleri için aşağıdaki kademe tanımları uygulanır [Bkz. İ&R Tebliği EK-2 Bl.4];

Baca gazlarının temizlenmesi: Baca gazlarının temizlenmesine yönelik emisyon faktörü için, İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca aşağıdaki kademe uygulanır:

Yöntem A (Girdi Temelli)	Yöntem B (Çıktı Temelli)
Kademe 1: Emisyon faktörünün hesaplanması için analiz sonuçları yerine ton kuru kil başına 0,2 ton CaCO ₃ ihtiyatlı değeri (0,08794 t CO ₂ 'e karşılık gelen) uygulanır.	Kademe 1: Emisyon faktörünün hesaplanması için analiz sonuçları yerine ton ürün başına 0,123 ton CaO ihtiyatlı değeri (0,09642 t CO ₂ 'e karşılık gelen) kullanılır.
Kademe 2: Her bir kaynak akışına ilişkin emisyon faktörü, sahaya özgü koşulları ve tesisin ürün karışımını yansıtan ulusal ve uluslararası uygulamaları da kullanarak, yılda en az bir defa hesaplanır ve güncellenir.	Kademe 2: Emisyon faktörü, sahaya özgü koşullar ve tesisin ürün karışımını yansıtan ulusal ve uluslararası uygulamaları da kullanarak, yılda en az bir defa hesaplanır ve güncellenir.
Kademe 3: İlgili hammaddelerin içeriği, laboratuvar analizi ile [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30-33] belirlenir.	Kademe 3: Ürünün içeriği, laboratuvar analizi ile [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30-33] belirlenir.

Kademe 1: İşletme, CaCO₃ stokiyometrik oranını uygular [Bkz. İ&R Tebliği EK-5 Bl.2]. Temizleme için diğer kademe ve dönüşüm faktörleri kullanılmaz. Aynı tesiste hammadde olarak geri kazanılmış kireçtaşının kullanılmasından kaynaklanan mükerrer sayım olmamasına dikkat edilir.

13. Alçı Taşı Ürünleri ve Alçı Levhaları Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.13]

	Kapsam:	Toplam anma ısı gücü 20 MW ve üzeri yakma üniteleri kullanılarak alçı taşının kurutulması veya kalsinasyonu veya alçı panoların ve diğer alçı taşı ürünlerinin üretimini yapan işletme.
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Yakıtların yanması

Faaliyete Özgü Şartlar: Yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 hükümleri uyarınca izlenir ve raporlanır.

14. Selüloz ve Kağıt Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.14]

	Kapsam:	Odundan veya diğer lifli malzemelerden selüloz üretimini yapan işletme. Günlük üretim kapasitesi 20 ton ve üzeri, kâğıt, mukavva veya karton üretimini yapan işletme.
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Kazanlar, gaz türbinleri ve buhar veya enerji üreten yanma ile ilgili diğer cihazlar, tüketilmiş kağıt hamuru likörlerini yakan geri kazanım kazanları ve diğer cihazlar, insinaretörler, kireç fırınları ve kalsinatörleri, atık gaz yıkama ve kurutucular (kızılötesi kurutucular dâhil).

Faaliyete Özgü Şartlar: Baca gazı yıkama dâhil olmak üzere, yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca izlenir ve raporlanır.

Asgari olarak kireç taşı veya soda külünü içeren takviye kimyasalları olarak kullanılan hammaddelerden kaynaklanan proses emisyonları, girdi temelli olarak [Bkz. İ&R Tebliği EK-2 Bl.4, Yöntem A] izlenir ve raporlanır. Selüloz üretimindeki kireç taşı çamur geri kazanımından kaynaklanan CO₂ emisyonlarının geri dönüştürülmüş biyokütle CO₂ olduğu varsayılır. Sadece takviye kimyasalların girdisi ile orantılı CO₂ miktarının fosil CO₂ emisyonlarına sebep olduğu varsayılır.

Tesiste üretilen CO₂ emisyonları, çökelmiş kalsiyum karbonat (ÇKK) üretimi için kullanıldığında veya başka bir tesise transfer edildiğinde, emisyonun ortaya çıktığı tesisten kaynaklı olarak değerlendirilir. Takviye kimyasallarından kaynaklanan emisyonlarda emisyon faktörü için aşağıdaki kademe tanımları uygulanır:

• **Emisyon faktörü:**

Kademe 1: İlgili hammadde içindeki karbonat olmayan karbonun içeriği ilgili ulusal ve uluslararası standartlar kullanılarak elde edilir.

Kademe 2: İlgili hammadde içindeki karbonat olmayan karbonun içeriği en az yıllık analiz yoluyla [Bkz. İ&R Tebliği Madde 30-33] belirlenir. Farin, farklı kireçtaşı ocakları gibi birden çok kaynaktan temin ediliyorsa kademe 2 için söz konusu analizler her bir ocak için ayrı ayrı yapılır.

• **Dönüşüm faktörü:** Kademe 1 uygulanır.

15. Karbon Siyahı Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.15]

	Kapsam:	Toplam anma ısı gücü 20 MW ve üzeri yakma ünitelerinin kullanılarak petrol, katran, kraking ve damıtma kalıntıları gibi organik maddelerin karbonizasyonunu da içeren karbon siyahı üretimini yapan işletme.
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Yanma ile ilgili tüm yakıtlar ve CO ₂ emisyon kaynağı olan ve proses malzemesi olarak kullanılan tüm yakıtlar.

Faaliyete Özgü Şartlar: Karbon siyahı üretimi yapan bir tesiste, baca gazı yıkama dâhil olmak üzere yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca standart yöntemle veya İ&R Tebliği Madde 23 uyarınca kütle dengesi yöntemi ile izlenir ve raporlanır.

16. Nitrik Asit, Adipik Asit, Kaprolaktam, Glioksal ve Glioksilik Asit Üretimi
[Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16]

Kapsam:	Nitrik asit, adipik asit, kaprolaktam, glioksal veya glioksilik asit üretimi yapan işletme.	
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	a. Nitrik asit üretimi: Amonyakın katalitik yükseltgenmesinden ve/veya NOx/ N₂O azaltma birimlerinden çıkan N₂O emisyonları, b. Adipik asit üretimi: Yükseltgenme reaksiyonundan, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanından çıkan N₂O emisyonları, c. Glioksal ve glioksilik asit üretimi: Proses reaksiyonlarından, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanından çıkan N₂O emisyonları, d. Kaprolaktam üretimi: Proses reaksiyonlarından, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanından çıkan N₂O emisyonları.	
Notlar:	Yakıtların yanmasından kaynaklanan N ₂ O emisyonları bu kapsama dâhil değildir. Ürünlerden kaynaklanan ve azaltma ekipmanlarına yönlendirilen N ₂ O emisyonları dâhil edilir.	

Faaliyete Özgü Şartlar: Proseslerde meydana gelen N₂O emisyonları, aynı tesis içindeki diğer kimyasal proseslere girdi olarak sokularak tüketiliyorsa işletme, Bakanlık onayı almak için tesise özgü bir izleme yöntemi önerebilir.

- **Nitrik Asit Üretimi:** Nitrik asit üretiminden kaynaklanan N₂O emisyonları, sürekli emisyon ölçümü sistemleri (SEÖS) yardımıyla izlenir.
- **Adipik asit, kaprolaktam, glioksal ve glioksilik asit üretimi:**
 - › Azaltılmış emisyonlar SEÖS yardımıyla izlenir.
 - › Azaltılmamış emisyonların geçici oluşumları, kütle dengesi yöntemi ile izlenir.

Nitrik asit, adipik asit, kaprolaktam, glioksal veya glioksilik asit üretimi yapan bir işletme, yıllık N₂O emisyonlarını İ&R Tebliği EK-3 Bl.16'da açıklanan detaylı hesap yöntemleri ve denklemler yardımıyla hesaplar ve raporlar.

17. Amonyak Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.17]

Kapsam:	Amonyak üretimi yapan işletme.	
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Yeniden şekillendirme veya kısmi yükseltgenme için ısı temin eden yakıtların yanması, amonyak üretim prosesinde işlem girdisi olarak kullanılan yakıtlar (yeniden şekillendirme veya yükseltgenme), sıcak su veya buhar üretimi amaçlı prosesleri içeren diğer yanma prosesleri için kullanılan yakıtlar.	

Özel İzleme Kuralları: Yakıtların yanması ve proses girdisi olarak kullanılan yakıtlardan kaynaklanan emisyonlar standart yöntemle, İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca izlenir.

Amonyak üretiminden kaynaklanan CO₂'nin üre veya diğer kimyasalların üretimi için besleme stoku olarak kullanıldığı veya İ&R Tebliği Madde 47(1)'in kapsamadığı herhangi başka bir kullanım için tesisten dışarı transfer edildiği durumda, ilgili CO₂ miktarı CO₂ üreten tesis tarafından salınmış olarak değerlendirilir.

18. Organik Kimyasalların Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.18]

	Kapsam:	Günlük üretim kapasitesi 100 ton ve üzeri kriting, reforming, kısmî veya tam yükseltgenme veya benzeri işlemler ile büyük hacimli organik kimyasal maddelerin üretimini yapan işletme.
	Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Kriting (katalitik ve katalitik olmayan), reforming, kısmi veya tam yükseltgenme, hidrokarbon bazlı besleme stoğundaki karbondan CO ₂ emisyonlarına yol açan benzer işlemler, atık gazların yakılması ve alevleme ve diğer yanma işlemlerindeki yakıtın yanması.
	Notlar:	Vinil klorit (CH ₂ CHCl) monomeri üreten bir tesis söz konusuysa, bu tesis için ara madde üreten etilendiklorit (1,2-Dikloreten) tesisleri de kapsama dâhil edilir. Yığın organik kimyasalların üretiminin teknik olarak bir petrol rafinerisine entegre edildiği durumda, İ&R Tebliği EK-3 Bl.2 bölümündeki ilgili hükümler uygulanır.

Faaliyete Özgü Şartlar: Yakıtlar, eğer organik kimyasalların üretimindeki kimyasal reaksiyonlara girmiyor veya bu reaksiyonlarda ortaya çıkmıyorsa söz konusu yakıtların yanmasından kaynaklanan emisyonlar, standart yöntemle İ&R Tebliği Madde 22 ve İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca raporlanır.

Diğer bütün durumlarda, işletme uygun gördüğü şekilde standart yöntem veya kütle denge yöntemini seçerek emisyonlarını izleyebilir ve raporlayabilir. Standart yöntemin kullanıldığı durumda, işletme seçilen yöntemin kütle dengesi yönteminin içereceği tüm emisyonları dikkate aldığına dair bilgi ve belgeleri Bakanlığa sunar.

Kademe 1 uygulandığında, eğer söz konusu yığın organik kimyasallar için stokiyometrik emisyon faktörleri İ&R Tebliği EK-5 Tablo 5.5'te mevcutsa bu referans emisyon faktörleri kullanılır. Eğer mevcut değilse, karbon içeriği saf maddedeki stokiyometrik karbon içeriğinden ve girdi ile çıktı akışındaki madde konsantrasyonundan hesaplanır.

Organik girdilerin yükseltgenmesi sırasında eğer kısmi bir oksidasyon söz konusuysa, içinde yüksek oranda uçucu organik madde, karbonmonoksit ve karbondioksit içeren atık gazlar oluşabilir. Bu gazlardan kaynaklanan emisyonlar, teknik şartlar elverdiğince SEÖS yardımıyla izlenir. Eğer organik kimyasal üreten tesiste atık gaz neredeyse tamamen CO₂ gazından meydana geliyor ve bu gaz, başka tesislere transfer ediliyorsa İ&R Tebliği Madde 47 hükümleri dikkate alınır.

Tesiste alev bacası olması durumunda İ&R Tebliği EK-3 Bl.1(D) hükümleri uygulanır. Ancak alev bacasında yakılan gazın muhteviyatı analiz edilmiyor ve emisyon faktörü kademe 2b uyarınca tespit edilemiyorsa kademe 1 uygulanır ve ihtiyatlı emisyon faktörü olarak 3,93 t CO₂/1000Nm³ alınır. Bu referans değerinin ihtiyatlı olmadığı istisnai durumlarda kademe 1 kullanılamaz. Bu durumda işletme, emisyon faktörü için kendisi ihtiyatlı bir tahmin yapar ve bu tahminin ihtiyatlı bir değer olduğuna dair bilgi ve belgeleri Bakanlığa sunar. Eğer kademe 1 kullanımı gerçekte olduğundan daha yüksek emisyonlara sebep oluyorsa işletme, ihtiyatlı olmak kaydıyla Bakanlık onayı almak için daha düşük bir emisyon faktörü tahmini önerebilir.

19. Hidrojen ve Sentetik Gazların Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.18]

Kapsam:	Günlük üretim kapasitesi 25 ton ve üzeri, reforming veya kısmî yükseltgenme ile hidrojen (H_2) ve sentez gazının üretimini yapan işletme.	
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	Hidrojen veya sentez gaz üretimi prosesinde kullanılan yakıtlar (reforming veya kısmi yükseltgenme) ve sıcak su veya buhar üretimi amaçlı kullanılan yakıtlar dâhil olmak üzere diğer yanma işlemleri için kullanılan yakıtlar.	
Notlar:	Hidrojen ve sentetik gaz üretiminin teknik olarak bir petrol rafinerisine entegre edildiği durumda, işletme İ&R Tebliği EK-3 Bölüm 2 bölümündeki ilgili hükümleri uygular.	

Faaliyete Özgü Şartlar: Yanma proseslerinden ve hidrojen üretiminde proses girdisi olarak kullanılan yakıtlardan kaynaklanan emisyonlar, standart yöntemle İ&R Tebliği EK-3 Bl.1 uyarınca izlenir ve raporlanır.

Sentez gazı üretiminden kaynaklanan emisyonlar, kütle dengesi yöntemi ile izlenir ve raporlanır.

İşletme, yanma proseslerinden kaynaklanan emisyonları, kütle dengesine dâhil edebileceği gibi asgari düzeyde kaynak akışlarının bir kısmı için standart yöntemi seçebilir. İşletme, bu gibi durumlarda emisyonlarda eksiklik veya mükerrer sayım olmamasını sağlamalıdır.

Hidrojen ve sentez gazların aynı tesiste üretildiği durumda işletme, CO_2 emisyonlarını hidrojen ve sentetik gaz için ayrı ayrı yöntemlerle izleyebileceği gibi, bir ortak kütle dengesi kullanarak da hesaplayabilir.

20. Soda Külü ve Sodyum Bikarbonat Üretimi [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.18]

Kapsam:	Soda külü (Na_2CO_3) ve sodyum bikarbonat ($NaHCO_3$) üretimi yapan işletme.	
Asgari olarak raporlanması gereken prosesler:	- Sıcak su veya buhar üretmek amacı ile kullanılan yakıtları içeren, yanma prosesleri için kullanılan yakıtlar; - Karbonatlaştırma için kullanılmaması durumunda, kireç taşının kalsinasyonundan kaynaklanan havalandırma gazını içeren hammaddeler; - Karbonatlaştırma için kullanılmaması durumunda, karbonatlaştırmadan ardından yıkama veya filtreleme adımlarından kaynaklanan atık gazlar.	

Faaliyete Özgü Şartlar: İşletme, soda külü ve sodyum bikarbonat üretiminden kaynaklanan emisyonlarını kütle dengesi yöntemi ile izler ve raporlar.

İşletme, yanma proseslerinden kaynaklanan emisyonları, kütle dengesine dâhil edebileceği gibi asgari düzeyde kaynak akışlarının bir kısmı için standart yöntemi seçebilir. İşletme, bu gibi durumlarda emisyonlarda eksiklik veya mükerrer sayım olmamasını sağlamalıdır.

Soda külünün üretiminden kaynaklanan CO_2 'nin sodyum bikarbonat üretimi için kullanıldığı durumda, sodyum külünden sodyum bikarbonat üretimi için kullanılan CO_2 miktarı, CO_2 üreten tesisten salınmış olarak değerlendirilir.

EKLER

EK-1- İ&R Tebliğ 57. Maddenin Birinci Fıkrası Uyarınca Saklanacak Asgari Veri ve Bilgi

- (1) Bakanlık tarafından onaylanan doğrulanmış izleme planı,
- (2) İzleme yöntemi seçimini ve Bakanlıkça onaylanmış izleme yönteminde ve kademelerde varsa geçici veya geçici olmayan değişiklikleri gerekçelendiren dokümanlar,
- (3) 14 üncü madde uyarınca Bakanlığa sunulan izleme planı değişiklikleri ve Bakanlığın cevapları,
- (4) İzleme planında atıfta bulunulan bütün yazılı prosedürler, varsa örnekleme planı, veri akış faaliyetleri için prosedürler ve kontrol faaliyetleri için prosedürler,
- (5) İzleme planının ve prosedürlerin kullanılan bütün sürümlerinin listesi,
- (6) İzleme ve raporlama ile bağlantılı sorumlulukların dokümantasyonu,
- (7) Varsa, işletme tarafından yürütülen risk değerlendirmeleri,
- (8) 59 uncu madde uyarınca hazırlanan iyileştirme raporları,
- (9) Doğrulanmış yıllık emisyon raporu,
- (10) Doğrulama raporları,
- (11) İzleme planının ve yıllık emisyon raporunun doğrulanması için gerekli diğer bilgiler,
- (12) Varsa, belirsizlik değerlendirmeleri,
- (13) Tesislerde uygulanan hesaplama temelli yöntemler için:
 - (a) Proses, yakıt veya malzeme tipine göre kategorize edilmiş şekilde, her bir kaynak akışı için emisyon hesaplanmasında kullanılan faaliyet verileri,
 - (b) Varsa, hesaplama faktörü olarak kullanılan varsayılan değerlerin listesi,
 - (c) Hesaplama faktörlerinin belirlenmesi için örnekleme ve analiz sonuçlarının tamamı,
 - (ç) 54 üncü madde uyarınca düzeltilen etkisiz prosedürlere ve alınan önlemlere ilişkin belgeler
 - (d) Ölçüm cihazlarının kalibrasyon ve bakımı ile ilgili sonuçlar,
- (14) Tesislerde uygulanan ölçüm temelli yöntemler için:
 - (a) Ölçüm temelli yöntemin seçimini gerekçelendiren dokümantasyon,
 - (b) Prosese göre kategorize edilmiş şekilde, her bir emisyon kaynağında emisyonların belirsizlik analizi için kullanılan veriler,
 - (c) Hesaplamaların teyitleri için kullanılan veriler ve hesaplamaların sonuçları,
 - (ç) Bakanlığın onay belgelendirmesini de içeren, sürekli ölçüm sisteminin detaylı teknik tarifi,
 - (d) Sürekli ölçüm sisteminden gelen ham ve toplanan veriler, zaman içindeki değişiklikler, testlere ilişkin kayıt defteri, arıza zamanları, kalibrasyonlar, servis ve bakıma ilişkin dokümantasyon,
 - (e) Sürekli ölçüm sistemine ilişkin değişikliklerin dokümantasyonu,
 - (f) Ölçüm cihazlarının kalibrasyon ve bakımı ile ilgili sonuçlar,
 - (g) Varsa, 43 üncü maddenin dördüncü fıkrası kapsamındaki ikame veriyi ve varsayımları belirlemek için kullanılan kütle veya enerji dengesi modeli,
- (15) 20 nci maddede atıfta bulunulan asgari yöntem uygulandığında, kaynak akışları ve emisyon kaynakları için emisyonların belirlenmesine yönelik gerekli veriler ile birlikte, kademe yöntemi kullanılarak raporlanacak olan faaliyet verisi için ikame veriler, hesaplama faktörleri ve diğer parametreler,
- (16) Birincil alüminyum üretimi için:
 - (a) CF_4 ve C_2F_6 için tesise özgü emisyon faktörlerinin belirlenmesine yönelik ölçüm serilerinden çıkan sonuçların dokümantasyonu,
 - (b) Kaçak emisyonlar için toplam verimliliğin belirlenmesine yönelik sonuçların dokümantasyonu,
 - (c) Üretimi hakkında ilgili bütün veriler, anot etkisi sıklığı ve süresi veya aşırı gerilim verisi,
- (17) CO_2 transferi için:
 - (a) Taşıma ağına ilişkin basınç ve ısı verisi,
 - (b) 47 nci madde uyarınca gerekli bilgi ve veriler ile ilgili dokümantasyon.

EK-2 – İ&R Tebliği 58. Madde'nin İkinci Fıkrası Uyarınca Yıllık Raporların Asgari İçeriği

Bir tesisin yıllık emisyon raporu asgari aşağıdakileri içerir:

(1) Tesisi tanımlamaya yönelik:

- (a) Tesisin adı ve tam yazışma adresi,
- (b) Tesiste yürütülen ve Yönetmeliğin EK-1'inde yer alan faaliyetlerin tipleri ve sayıları,
- (c) Belirlenen temas kişisine ilişkin adres, telefon, faks ve e-posta bilgileri,
- (ç) Tesisin ve/veya ana firmanın sahibinin adı,
- (d) Tesisin koordinatları,

(2) Raporu doğrulayan kuruluşun adı ve adresi,

(3) Raporlama yılı,

(4) İlgili onaylanmış ve doğrulanmış izleme planına referans ve planın sürüm sayısı,

(5) Tesis işletimindeki değişiklikler, Bakanlıkça onaylanmış izleme planında raporlama döneminde gerçekleşen değişiklikler ve geçici sapmalar, geçici ve kalıcı kademe değişiklikleri, bu değişikliklerin nedenleri, geçici değişikliklerin başlangıç ve bitiş tarihleri ile kalıcı değişikliklerin başlangıç tarihleri,

(6) Tüm emisyon kaynakları ve kaynak akışlarına ilişkin:

- (a) t CO_{2(eşd)} olarak ifade edilen toplam emisyonlar,
- (b) CO₂ haricindeki sera gazları için "ton" olarak ifade edilen toplam emisyonlar,
- (c) 19 uncu madde uyarınca hangi izleme yönteminin (ölçme/hesaplama) kullanıldığına dair bilgi,
- (ç) Uygulanan kademeler,
- (d) Faaliyet verisi:
 - (i) Yakıtlar için, yakıt miktarı (ton veya Nm³ olarak) ve NKD (GJ/t veya GJ/ Nm³ olarak) verisi,
 - (ii) Bütün diğer kaynak akımları için miktar (ton veya Nm³ olarak),

(e) 33 üncü maddenin ikinci fıkrasında belirtilen şartlara göre ifade edilen emisyon faktörleri, birimsiz oran olarak ifade edilen biyokütle oranı, yükseltgenme ve dönüşüm faktörleri,

(f) Yakıtlar için emisyon faktörleri enerji yerine kütle ile ilgili olduğunda, ilgili kaynak akışının NKD için ikame verisi.

(7) Kütle dengesi yönteminin uygulandığı durumlarda, kütle akımı, tesisten içeri ve dışarı her bir kaynak akışı için karbon içeriği, varsa biyokütle oranı ve net kalorifik değeri,

(8) Raporlanacak diğer bilgiler:

- (a) TJ olarak ifade edilen veya prosese giriyorsa t veya Nm³ olarak ifade edilen yanmış biyokütle miktarları,
- (b) Emisyonları belirlemek için ölçüm temelli yöntem kullanıldığında, t CO₂ olarak ifade edilen, biyokütle kaynaklı CO₂ emisyonları,
- (c) Varsa, yakıt olarak kullanılan biyokütle kaynak akışlarının net kalorifik değeri için ikamesi,
- (ç) t ve TJ olarak ifade edilen, yanmış biyosiviler ve biyoyakıtların miktarları ve enerji içerikleri,
- (d) 47 nci madde uyarınca, t CO₂ olarak ifade edilen, bir tesise transfer edilen veya bir tesisten transfer edilen CO₂,
- (e) 46 nci madde uyarınca, t CO₂ olarak ifade edilen, bir tesise transfer edilen veya bir tesisten transfer edilen dâhili CO₂,
- (f) CO₂ transferi olduğu durumlarda, transfer eden ve edilen tesislere ilişkin kimlik bilgileri,
- (g) t CO₂ olarak ifade edilen, transfer edilen biyokütle kaynaklı CO₂,

(9) Bir ölçüm yönteminin uygulandığı durumlarda:

- (a) CO₂'nin, yıllık fosil CO₂ emisyonları ve biyokütle kullanımı kaynaklı yıllık CO₂ emisyonları olarak ölçüldüğü yer,
- (b) Yıllık saatlik ortalama ve yıllık toplam değer olarak ifade edilen, sera gazı konsantrasyonları ve baca gaz akışı ölçümleri,

(10) 20 nci madde kapsamında asgari yöntem uygulandığında, yöntemin uygulandığı emisyon kaynakları ve kaynak akımları için emisyonları belirlemeye yönelik gerekli tüm veri ile birlikte, faaliyet verisi için ikame veri, hesaplama faktörü ve bir kademe yöntemi altında raporlanacak olan diğer parametreler,

(11) Veri boşluklarının oluştuğu ve 56 nci maddenin birinci fıkrası uyarınca ikame veri ile kapatıldığı durumlarda:

- (a) Her bir veri boşluğunun oluştuğu kaynak akışı veya emisyon kaynağı,
- (b) Her bir veri boşluğunun nedeni,
- (c) Her bir veri boşluğunun başlangıç ve bitiş tarihi ile saatleri,
- (ç) İkame veriye dayanarak hesaplanan emisyonlar,
- (d) İkame veri için tahmin yönteminin izleme planında yer almadığı hallerde, kullanılan yöntemin ilgili zaman süreci içinde emisyonların eksik tahminine yol açmayacağına dair belgeleri de içerecek şekilde tahmin yönteminin detaylı tarifi,

(12) Raporlama yılı süresince tesisin sera gazı emisyonları ile ilgili, raporlama dönemi boyunca tesiste olan diğer değişiklikler,

(13) Varsa, birincil alüminyumun üretim seviyesi, raporlama dönemi süresince anot etkisinin sıklığı ve ortalama süresi veya raporlama dönemi süresince anot etkisi aşırı gerilim verisi, EK-3 kapsamında CF₄ ve C₂F₆ için tesise özgü emisyon faktörlerinin en güncel tespitinin sonuçları ve kanalların toplama verimliliğinin en güncel tespitinin sonuçları,

(14) Tesis için kullanılan atık tipleri, yakıt veya girdi olarak kullanımlarından kaynaklanan emisyonlar, ilgili atık mevzuatında belirtilen sınıflandırma kullanılarak raporlanır. Bu amaç ile ilgili altı haneli kod tesiste kullanılan ilgili atık tiplerinin isimleri ile birlikte belirtilir.

Farklı emisyon kaynaklarından veya aynı tip faaliyete ait her bir tesisin aynı tip kaynak akımlarından kaynaklanan emisyonlar, bahse konu faaliyet tipi için kümelenerek raporlanabilir.

Bir raporlama dönemi içinde kademeler değiştiğinde, işletme emisyonları hesaplayacak ve raporlama döneminin ilgili bölümleri için yıllık raporda ayrı bölümler olarak raporlayacaktır.



TÜRKİYE CUMHURİYETİ
ÇEVRE, ŞEHİRCİLİK VE
İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ BAKANLIĞI

On behalf of:



Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation
and Nuclear Safety

Implemented by

giz

Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

of the Federal Republic of Germany

This project is part of the International Climate Initiative (IKI), The German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) supports this initiative on the basis of a decision adopted by the German Bundestag



T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı
İklim Değişikliği Başkanlığı