



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 İZLEME PLANI KILAVUZU

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

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	01.09.2014	Kılavuz yazımı
V02	25.08.2015	Kılavuz revizyonu
V03	04.11.2015	Kılavuz revizyonu
V04	23.07.2021	Kılavuz revizyonu

KISALTMALAR:

Kısaltma	Açıklama
Bakanlık	T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı
Bl.	Bölüm
DF	Dönüşüm faktörü
D&A Tebliği	Sera Gazı Emisyon Raporlarının Doğrulanması ve Doğrulamayı Kuruluşların Akreditasyonu Tebliği
EF	Emisyon faktörü
EN1, EN2, ..	Emisyon noktası
eşd	eşdeğer
FV	Faaliyet verisi
F1,F2, ..	Yönetmeliğin EK-1'inde listelenen faaliyetler
IPCC	Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (Intergovernmental Panel on Climate Change)
İ&R Tebliği	Sera Gazı Emisyonlarının İzlenmesi ve Raporlanması Hakkında Tebliğ
KA	Kaynak Akışı
KIP	Küresel Isınma Potansiyeli
K1, K2, ..	Emisyon Kaynakları
n.a.	Geçerli değil
NKD	Net Kalorifik Değer
ÖN	Ölçüm Noktası
PFC	Perflorokarbon
SEÖS	Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri
SGE	Sera gazı emisyonu
TS EN	İlgili TSE Standardı
YF	Yükseltgenme (oksidasyon) faktörü
Yönetmelik	Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelik (17 .05.2014 tarihli ve 29003 sayılı)

LİSTELER:**ŞEKİL LİSTESİ**

Şekil 1:	Sy 10
Şekil 2:	Sy 12
Şekil 3:	Sy 13
Şekil 4:	Sy 17
Şekil 5:	Sy 19
Şekil 6:	Sy 21
Şekil 7:	Sy 22
Şekil 8:	Sy 24
Şekil 9:	Sy 25
Şekil 10:	Sy 29
Şekil 11:	Sy 35
Şekil 12:	Sy 42
Şekil 13:	Sy 45
Şekil 14:	Sy 48
Şekil 15:	Sy 52
Şekil 16:	Sy 62
Şekil 17:	Sy 64

**ÖRNEK LİSTESİ**

Örnek 1:	Sy 14
Örnek 2:	Sy 14
Örnek 3:	Sy 18
Örnek 4:	Sy 19
Örnek 5:	Sy 20
Örnek 6:	Sy 23
Örnek 7:	Sy 23
Örnek 8:	Sy 31
Örnek 9:	Sy 36
Örnek 10:	Sy 46
Örnek 11:	Sy 49
Örnek 12:	Sy 60
Örnek 13:	Sy 68
Örnek 14:	Sy 70
Örnek 15:	Sy 71
Örnek 16:	Sy 71
Örnek 17:	Sy 71

**DENKLEM LİSTESİ**

Denklem 1:	Sy 14
Denklem 2:	Sy 21
Denklem 3:	Sy 21
Denklem 4:	Sy 30
Denklem 5:	Sy 30
Denklem 6:	Sy 31
Denklem 7:	Sy 31
Denklem 8:	Sy 32
Denklem 9:	Sy 32
Denklem 10:	Sy 32
Denklem 11:	Sy 33
Denklem 12:	Sy 33
Denklem 13:	Sy 33
Denklem 14:	Sy 40
Denklem 15:	Sy 50
Denklem 16:	Sy 50
Denklem 17:	Sy 51
Denklem 18:	Sy 52
Denklem 19:	Sy 52
Denklem 20:	Sy 52
Denklem 21:	Sy 52
Denklem 22:	Sy 55
Denklem 23:	Sy 59

**TABLO LİSTESİ**

Tablo 1:	Sy 57
Tablo 2:	Sy 58

İÇİNDEKİLER

BÖLÜM 1: İZLEME PLANI KILAVUZUNA GİRİŞ 7

- 1.1 İzleme Planının Önemi 7**
- 1.2 Kılavuz Hakkında 7**
- 1.3 Kılavuzun Kullanımı 7**
- 1.4 Kılavuzun İçeriği 8**

BÖLÜM 2: YÖNETMELİK EK-1'İN ÖZETİ VE KARAR AĞACI 11

- 2.1 Yönetmelik EK-1 ve Karar Ağacı 11**
- 2.2 Anma Isıl Gücü Nedir ve Nasıl Belirlenir? 14**

BÖLÜM 3: SERA GAZI EMİSYONLARININ İZLENMESİNE AİT ZAMAN DÖNGÜSÜ 15

BÖLÜM 4: TESİSİN TANIMLANMASI 18

- 4.1 Faaliyetin Tanımı 18**
- 4.2 Emisyon Kaynağı 19**
- 4.3 Emisyon Noktası 19**
- 4.4 Tesisin Yıllık Tahmini Toplam Emisyonlarının Belirlenmesi 20**
- 4.5 Tesis Kategorisinin Belirlenmesi 22**
- 4.6 Düşük Emisyonlu Tesisler 23**

BÖLÜM 5: İZLEME YÖNTEMLERİ 25

- 5.1 İzleme Yönteminin Seçimi 26**
- 5.2 Asgari Yöntem 27**
- 5.3 Hesaplama Temelli Yöntem 28**
 - 5.3.1 Standart Yöntem 30**
 - 5.3.1.1 Yanma Emisyonları 30
 - 5.3.1.2 Proses Emisyonları 30
 - 5.3.2 Kütle Denge Yöntemi 30**
 - 5.3.3 PFC Emisyonlarının İzlenmesi 31**
 - 5.3.3.1 Hesaplama Yöntemi A (Eğim Yöntemi) 32
 - 5.3.3.2 Hesaplama Yöntemi B (Aşırı Gerilim Yöntemi) 33
 - 5.3.3.3 CO₂ (eşd) Emisyonlarının Hesaplanması 33
 - 5.3.4 Kaynak Akışı 34**
 - 5.3.5 Kademelerin Belirlenmesi 37**
 - 5.3.6 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi 38**
 - 5.3.6.1 Sürekli Ölçüm ile Faaliyet Verilerinin Belirlenmesi 39
 - A. İşletmenin Kontrolü Altındaki Ölçüm Sistemleri 39
 - B. İşletmenin Kontrolü Dışındaki Ölçüm Sistemleri 40
 - 5.3.6.2 Stok Değişikliklerini Dikkate Alarak Faaliyet Verilerinin Belirlenmesi 40
 - 5.3.7 Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesi 41**
 - 5.3.7.1 Hesaplama Faktörlerinde Varsayılan Değerlerin Kullanılması 42
 - 5.3.7.2 Analize Dayanan Hesaplama Faktörleri 43
 - A. Laboratuvarların Kullanımı 43
 - B. Örnekleme Planı ve Analiz Sıklığı 43
 - 5.3.8 Hesaplama Faktörleri ve Faaliyet Verileri İçin Kademenin Belirlenmesi 44**
 - 5.3.9 Biyokütle Kaynak Akışları 47**
 - 5.3.9.1 Kaynak Akışı Yalnızca Biyokütle İçeriyorsa 47
 - 5.3.9.2 Kaynak Akışı Yalnızca Biyokütle İçermiyorsa 47

5.4 Ölçüm Temelli Yöntem 47

5.4.1 Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri (SEÖS) 49

5.4.1.1 CO₂ Emisyonlarının İzlenmesi 50

5.4.1.2 N₂O Emisyonlarının İzlenmesi 51

A. N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi 52

i. Oksijen Konsantrasyonlarının Belirlenmesi 52

ii. Baca Gazı Akışının Belirlenmesi 52

iii. Saatlik N₂O Emisyonları 53

iv. Yıllık N₂O Emisyonları 54

B. N₂O Emisyonlarının Hesaplanması 54

C. Yıllık CO₂ Eşdeğerinin (CO₂(eşd)) Belirlenmesi 55

5.4.1.3 Transfer Edilen/Dâhilî CO₂'nin İzlenmesi 55

A. Dâhilî CO₂ 55

B. Transfer Edilen CO₂ 56

5.4.2 Ölçüm Cihazlarının Kalibrasyonu 56

5.4.3 Kademe Gereksinimleri 56

5.4.4 Verilerin Toplanması, Kayıp Veri ve Emisyon Hesabının Teyidi 58

5.4.4.1 Veri Toplanması 58

5.4.4.2 Kayıp Veri 59

5.4.4.3 Emisyon Hesabının Teyidi 59

5.5 İzleme Yöntemlerinin Birleştirilmesi 60

BÖLÜM 6: BELİRSİZLİK DEĞERLENDİRMESİ 61

6.1 Hesaplama Temelli Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi 63

6.2 Ölçüm Temelli Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi 63

6.3 Asgari Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi 63

BÖLÜM 7: VERİ YÖNETİMİ VE KONTROLÜ 64

7.1 Veri Akış Faaliyetleri 65

7.2 Kontrol Sistemi 65

7.2.1 Ölçüm Ekipmanlarının Kalite Güvencesi 65

7.2.2 Bilgi Teknolojilerinin Kalite Güvencesi 66

7.2.3 Görevlerin Dağıtılması 66

7.2.4 Dâhilî İncelemeler ve Verinin Onaylanması 66

7.3 Düzeltmeler ve Düzeltici Faaliyetler 67

7.4 Hizmet Alımı ile Gerçekleştirilen Faaliyetler 67

7.5 Veri Boşlukları 67

7.6 Kayıtlar ve Belgelendirme 67

7.7 Risk Analizi ve Risk Değerlendirme 69

7.7.1 Neler Değerlendirilmeli? 69

7.7.2. Risk Değerlendirilmesi Nasıl Yapılır? 70

7.7.2.1. Olasılık 70

7.7.2.2. Etki 70

7.7.2.3. Risk 71

7.7.2.4. Dahili Risk Değerlendirmesi 71

7.7.3. Kontrol Faaliyetleri 72

7.7.4. Risk Analizinin Sonucu 72

7.8 İzleme Planının Güncel Tutulması 72

7.9 İyileştirmelerin Raporlanması 73

BÖLÜM 1: İZLEME PLANI KILAVUZUNA GİRİŞ



KISALTMALAR

Bakanlık = Çevre ve Şehircilik Bakanlığı

Yönetmelik = Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelik

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

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

SEÖS = Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri

NKD = Net Kalorifik Değer

PFC = Perflorokarbon

n.a. = Geçerli değil

Bl. = Bölüm

1.1 Sera Gazı İzleme Planının Önemi

Sera Gazı Emisyonlarının İzlenmesi Hakkında Yönetmeliğin EK-1'i kapsamında faaliyetleri belirtilen bir işletmenin, sera gazı emisyonlarını izlemek için şeffaf ve doğrulanabilecek bir şekilde izleme yöntemi hazırlamasına İzleme Planı denir. İzleme Planının elektronik ortamda hazırlanması ve Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'na ("Bakanlık") iletilmesine aracılık eden izleme planı şablonu, bundan sonra "İzleme Planı" olarak adlandırılacaktır. İzleme Planı, Bakanlıkça onaylandıktan sonra Bakanlığın bir sonraki kararına kadar geçerli olacaktır. Emisyon Raporlarını onaylayan doğrulamayı kuruluş ya da işletme tarafından gerekli görülmesi durumunda, izleme planlarında iyileştirme istenebilecektir. [Bkz. Bl. 7.9] Bazı istisnai durumlarda izleme planı Bakanlık onayı gerekmeksizin güncellenebilir ve kullanılabilir. Bu durumlara dair detaylı bilgilendirme Bl. 3'te "İzleme planlarında değişiklik yapılması" başlığı altında verilmiştir.

İzleme Planı; emisyonların izlenmesi ve izlenen emisyonların Emisyon Raporu altında doğru bir şekilde raporlanması için bir yöntem önerir. Bu izleme yönteminin belirlenmesi için yönetmelik ve tebliğlerde belirtilen hükümler uygulanmalıdır. Ancak bu hükümlerin uygulanmasının teknik olarak uygulanmadığı ve makul olmayan maliyetlere yol açtığı durumlarda işletme alternatif bir izleme yöntemini Bakanlık onayına sunabilir [Bkz. Bl. 3]. İzleme Planının yanlış kurgulanması ve bazı emisyon kaynaklarının unutulması emisyon miktarının tamamen yanlış hesaplanmasına neden olacağından, İzleme Planının doğru ve eksiksiz olması son derece önemlidir.

1.2 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 İzlenmesi ve Raporlanması Hakkında Tebliğ ("İ&R Tebliği") ise 22 Temmuz 2014 tarihli ve 29068 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak 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 Resmî Gazete'de yayınlanan Tebliğ ile değişikliğe uğramıştır. Sera Gazı Emisyon Raporlarının Doğrulanması ve Doğrulamayı 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 ve İ&R Tebliği gereğince Bakanlığa sunulması gereken ve Çevre Bilgi Sisteminde Sera Gazı Emisyonu Takip Uygulaması aracılığı ile İzleme Planının hazırlanmasını kolaylaştırmak için oluşturulmuştur. Unutulmamalıdır ki, bu kılavuz yardımcı doküman, Yönetmelik ve İ&R Tebliği ise aslı dokümanlardır.

1.3 Kılavuzun Kullanımı

Bu Kılavuz, İzleme Planı Yönetmelik ve İ&R Tebliği ile beraber okunmalıdır. Kılavuz içerisinde, Yönetmeliğe ve İ&R Tebliğine referans verilmekte olup, İzleme Planı hazırlayacak olan işletmelerin bu mevzuata da hâkim olmaları gerekmektedir.

Kılavuz içerisinde okumayı ve anlamayı kolaylaştırmak amacı ile örnekleme, bilgilendirme, yönlendirme ve şekil kutuları yerleştirilmiş olup, bu kutular aşağıdaki simgeler ile temsil edileceklerdir.



Temel Prensipler

"İzleme ve raporlamanın temel prensipleri şunlardır: eksiksizlik, tutarlılık, karşılaştırılabilirlik, şeffaflık, doğruluk, izleme ve raporlama yönteminin bütünlüğü, sürekli gelişim. [Bkz. İ&R Tebliği Madde 5-9]"

**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 vermek amacı ile oluşturulmuştur.

**Yönlendirme simgesi:**

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

**İzleme Planına yönlendirme simgesi:**

Doldurulması gereken İzleme Planı bölümünü işaret etmek amacı ile kullanılmıştır.

**Şekil simgesi:**

Açıklamalara ilişkin şema ve görsel anlatımlar için kullanılmıştır.

1.4 Kılavuzun İçeriği

Bu kılavuz yedi bölümden oluşmaktadır. İlk bölüm kılavuza giriş mahiyetinde yazılmış olup, kılavuzun önemi, nasıl kullanılacağı ve içeriği ile daha fazla bilgiye nereden ulaşılacağına dair bilgiler bu bölümde verilmiştir. İşletmeler, bu kılavuzun ilk bölümünde başvuracakları mevzuat ve yardımcı dokümanlar konusunda bilgilendirilmektedir. 2. Bölümde Yönetmelik kapsamına girip girmedikleri, 3. Bölümde ise Yönetmelik dâhilinde belirlenmiş olan sera gazı emisyonlarının izlenmesine ait zaman çizelgesi hakkında bilgileri bulabilirler.

Kılavuzun 4. Bölümü, bütün işletmeler için ortak olan faaliyet, emisyon kaynağı ve emisyon noktasının tanımı, tahmini emisyonların ve tesis kategorisinin belirlenmesi için bir yol haritası çizerken, 5. Bölüm izleme yöntemleri olan asgari yöntem, hesap temelli yöntem ve ölçüm temelli yöntemler konusunda detaylı bilgi sunmaktadır.

6. Bölüm, işletmenin ölçüm cihazlarından kaynaklanan belirsizliğin değerlendirilmesini incelerken, emisyonların izlenmesi için uygulanacak olan veri yönetimi ve kontrolü ile ilgili bilgiler son bölüm olan 7. Bölümde yer almaktadır.

İ&R Tebliğine ait özet infografiği Şekil 1'de bulabilirsiniz.



Şekil 1:

İ&R Tebliğinin Özet Şeması

BÖLÜM 1: AMAÇ, KAPSAM, DAYANAK VE TANIMLAR

BÖLÜM 2: TEMEL PRENSİPLER

BÖLÜM 3: İZLEME PLANINA İLİŞKİN GENEL VE TEKNİK HUSUSLAR

- Genel yükümlülük
- Basitleştirilmiş izleme planları
- İzleme planının içeriği ve sunulması
- İzleme planında değişiklikler ve değişikliklerin onaylanması, uygulanması ve kayıtlarının tutulması
- Teknik olarak uygulanabilirlik

BÖLÜM 4: EMİSYONLARIN İZLENMESİNE DAİR USUL VE ESASLAR

- Tesislerin ve kaynak akışlarının sınıflandırılması
- İzleme sınırları
- İzleme yönteminin seçimi
- Asgari Yöntem
- İzleme yöntemine ilişkin geçici değişiklikler

BÖLÜM 5: HESAPLAMA TEMELLİ YÖNTEM

- Standart ve kütle denge yöntemi
- Kademe
- Faaliyet verisi
- Hesaplama faktörleri
- Laboratuvar analizleri
 - x örnekleme planları
 - x laboratuvar kullanımı
 - x analiz sıklığı
- Biyokütle kaynak akışları

BÖLÜM 6: ÖLÇÜM TEMELLİ YÖNTEM

- Kademe
- Ölçüm standartları ve laboratuvarlar
- Emisyonların belirlenmesi
 - x veri toplanması
 - x kayıp veri
 - x emisyon hesabının teyidi

BÖLÜM 7: ÖZEL HÜKÜMLER

- Düşük emisyonu sahip tesisler
- Dahili/Transfer edilen CO₂

BÖLÜM 8: VERİ YÖNETİMİ VE KONTROLÜ

- Veri akış faaliyetleri
- Kontrol sistemi
- Düzeltmeler ve düzeltici faaliyetler
- Kayıtlar ve belgelendirme

BÖLÜM 9: RAPORLAMA KOŞULLARI

- Raporlama için zamanlama ve zorunluluklar
- İzleme yöntemine ilişkin iyileştirmelerin raporlanması
- Verilerin yuvarlanması

BÖLÜM 10: ÇEŞİTLİ VE SON HÜKÜMLER

EKLER

EK-1 : İZLEME PLANININ ASGARİ KAPSAMI

Bir tesise ilişkin izleme planının içermesi gereken asgari bilgileri tanımlar.

EK-2 : TESİSLER İLE İLGİLİ HESAPLAMA TEMELLİ YÖNTEM İÇİN KADEME EŞİKLERİ

Faaliyet verisi ve hesaplama faktörlerine ilişkin kademe tanımları ve eşiklerini belirtir.

EK-3 : TESİSLER İLE İLGİLİ FAALİYETE ÖZGÜ İZLEME YÖNTEMLERİ

EK-3'te tanımlı faaliyetlerin kapsamı, özel izleme kuralları, hesaplama formülleri ve kademeleri içerir.

EK-4 : KATEGORİ A TESİSLERİNDE HESAPLAMA TEMELLİ YÖNTEMLERE VE KATEGORİ B VE C TESİSLERİ TARAFINDAN KULLANILAN TİCARİ STANDART YAKITLAR İÇİN HESAPLAMA FAKTÖRLERİNE İLİŞKİN ASGARİ KADEME GEREKSİNİMLERİ

EK-5 : HESAPLAMA FAKTÖRLERİ İÇİN REFERANS DEĞERLER

- Net Kalorifik Değerler (NKD) ile bağlantılı yakıt emisyon faktörleri
- Proses emisyonları ile ilgili emisyonfaktörleri
- CO₂ harici sera gazları için küresel ısınma potansiyelleri

EK-6 : ANALİZLERİN ASGARİ FREKANSLARI

Yakıt ya da malzemeler için uygulanması gereken analiz sıklıklarını tanımlar.

EK-7 : ÖLÇÜM BAZLI YÖNTEMLER

- Kademe tanımları
- Emisyonların belirlenmesi, konsantrasyon hesaplamaları ve kayıp konsantrasyon verisinin ikamesi

EK-8 : İ&R TEBLİĞİ MADDE 57 NCİ MADDENİN BİRİNCİ FIKRASI UYARINCA SAKLANACAK ASGARİ VERİ VE BİLGİ

EK-9 : İ&R TEBLİĞİ MADDE 58 (2) UYARINCA YILLIK EMİSYON RAPORLARIN ASGARİ İÇERİĞİNİN LİSTESİ

BÖLÜM 2:

YÖNETMELİK EK-1'İN ÖZETİ

VE KAPSAM KARAR AĞACI

Bu bölümde, tesis bünyesinde yürütülen faaliyet ya da faaliyetlerin Yönetmelik kapsamına girip girmediğini belirlemeye yönelik bilgiler ve açıklamalar bulunmaktadır. Tesis, Yönetmelik uyarınca aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır:

"EK-1'deki listede belirtilen faaliyetlerin veya bu faaliyetler ile teknik bir bağlantısı olan, emisyonlar ve kirlilik üzerinde etkiye sahip olabilecek doğrudan ilişkili diğer faaliyetlerden herhangi birinin veya daha fazlasının yürütüldüğü sabit teknik ünite"

İşletmelerin, tesisleri ile ilgili olarak doğru kararı verebilmesine yardımcı olmak amacı ile Yönetmeliğin EK-1 kapsamının şematik özeti, karar ağacı şeması ve anma ısı gücünün belirlenmesi ile ilgili açıklamalar bu bölümde bulunmaktadır.

2.1 Yönetmelik EK-1 ve Karar Ağacı

Yönetmeliğin EK-1 kapsamının şematik gösterimi Şekil 2'de verilmiştir. İşletme, Şekil 2'de verilen faaliyetleri inceleyerek ve Şekil 3'ü de kullanarak Yönetmelik kapsamında olup olmadığına karar verir. Bu nedenle Şekil 2 ve Şekil 3'ün beraber kullanılması gerekmektedir. Her işletmeye önerilen, öncelikle Şekil 2'deki faaliyetlerini bulmaları sonra da Şekil 3'teki adımları takip etmeleridir.

Şekil 3'te gösterilen karar ağacında Adım 1'den başlarken öncelikli olarak herhangi bir eleme gerçekleştirilmeden tesiste gerçekleşen bütün faaliyetler belirlenir. Sonrasında ise bu faaliyetler iki ana başlığa ayrılır: yakıtların yakılması faaliyeti ve Yönetmeliğin EK-1'inde listelenen diğer faaliyetler.

- Eğer tesiste yakıtların yakılması haricinde başka bir faaliyet gerçekleşmiyor ise yakma üniteleri sıralanır. Daha sonra bu üniteler içerisinden tehlikeli ve evsel atık yakma üniteleri, biyokütle kullanan üniteler ve anma ısı gücü [Bkz. Bl. 2.2] 3 megawatt (MW)'ın altında olan üniteler çıkarılır (sadece biyokütle kullanan ünite, fosil yakıtı sadece başlangıç ve sonlandırmada kullanan ünite olarak tanımlanmaktadır [Bkz. Yönetmelik EK-1]). Son olarak, kalan ünitelerin anma ısı güçleri toplanır. Eğer bu ünitelerin toplam anma ısı gücü 20 megawatt (MW)'ı geçiyor ise öncesinde çıkarılan sadece biyokütle kullanan üniteler ve anma ısı gücü 3 megawatt (MW)'ın altında olan üniteler İzleme Planına dâhil edilir. Ancak, toplam anma ısı gücü 20 megawatt (MW) termali geçmiyorsa, tesis Yönetmeliğin EK-1'i kapsamına alınmaz, dolayısı ile işletmenin İzleme Planı hazırlamasına gerek duyulmaz.
- Eğer tesiste yakıtların yakılması haricinde başka faaliyet ya da faaliyetler gerçekleşiyorsa bu faaliyetlerin Yönetmeliğin EK-1'inde belirtilen eşik değerini aşıp aşmadığı kontrol edilir. Eğer faaliyet ya da faaliyetler belirtilen eşik değerini aşıyor ise bu faaliyetler tanımlandıktan sonra bu tesisin Yönetmelik kapsamına girdiği kararlaştırılır. Buna ek olarak tesis bünyesinde yürütülen yakıtların yakılmasına ait faaliyetler de İzleme Planı kapsamına alınır. Ancak, bu faaliyet ya da faaliyetler Yönetmeliğin EK-1'inde belirtilmiş olan eşik değerini aşmıyor ise tesisin bu faaliyetler açısından kapsamda olmadığı belirlenir. Ardından tesisteki yakıtların yakılması faaliyetleri göz önünde bulundurulur. Bu durumda yukarıda anlatılmış olan yakıtların yakılmasına ait prosedür izlenir.



YÖNETMELİK EK-1 FAALİYETLERİ

KOŞULSUZ ¹		KOŞULLU ²		
KARBONDİOKSİT (CO ₂) EMİSYONU	PETROL RAFİNASYONU	GÜNLÜK KAPASİTEYE GÖRE		ANMA ISIL GÜCÜ 20 MW VE ÜZERİ TESİSLERDE
	KOK ÜRETİMİ	PİK DEMİR VE ÇELİK	2.5 TON+	YAKITLARIN YAKILMASI. (TEHLİKELİ VEYA EVSEL ATIKLARIN YAKILMASI HARIÇ)
	METAL CEVHERİ (SÜLFÜR CEVHERİ DÂHİL) KAVRULMASI, SİNTERLENMESİ VEYA PELETLENMESİ	KLİNKER	500 TON+ - 50 TON+	DEMİR İÇEREN METALLERİN (DEMİRLİ ALAŞIMLAR DÂHİL) ÜRETİMİ VEYA İŞLENMESİ İŞLEME; HADDELEME, YENİDEN ISITMA, TAV FIRINLARI, METAL İŞLEME, DÖKÜMHANELER, KAPLAMA VE DEKAPAJI DA İHTİVA EDER
	ODUNDAN VEYA DİĞER LİFLİ MALZEMELERDEN SELÜLOZ ÜRETİMİ	KİREÇ	50 TON+	İKİNCİL ALÜMİNYUM ÜRETİMİ
	AMONYAK ÜRETİMİ	CAM	20 TON+	YAKMA ÜNİTELERİ KUL- LANILARAK ALAŞIMLARIN ÜRETİMİ, RAFFİNE EDİLMESİ, DÖKÜMHANE DÖKÜMÜ, VB. DÂHİL OLMAK ÜZERE DEMİR DIŞI METALLERİN ÜRETİMİ VEYA İŞLETİLMESİ
	SODA KÜLÜ (Na ₂ CO ₃) VE SODYUM BİKARBONAT (NAHCO ₃) ÜRETİMİ	SERAMİK ÜRÜNLERİ	75 TON+	ALÇI TAŞININ KURUTUL- MASI, KALSİNASYONU VEYA ALÇI PANOLARIN VE DİĞER ALÇI TAŞI ÜRÜNLERİNİN ÜRETİMİ
	BİRİNCİL ALÜMİNYUM ÜRETİMİ	MİNERAL ELYAF YALITIM MALZEMESİ	20 TON+	PETROL, KATRAN, KRAKİNG VE DAMITMA KALINTILARI GİBİ ORGANİK MADDELERİN KARBONİZASYONUNU DA İÇEREN KARBON SİYAHİ ÜRETİMİ
	NİTRİK ASİT ÜRETİMİ	KAĞIT, MUKAVVA, KARTON	20 TON+	
	ADİPİK ASİT ÜRETİMİ	BÜYÜK HACİMLİ ORGANİK KİMYASAL MADDELER	100 TON+	
	GLİOKSAL VE GLİOKSİLİK ASİT ÜRETİMİ	HİDROJEN (H ₂) VE SENTEZ GAZI	25 TON+	
DİAZOT OKSİT (N ₂ O) EMİSYONU		KARBONDİOKSİT (CO ₂) EMİSYONU		
PFC				

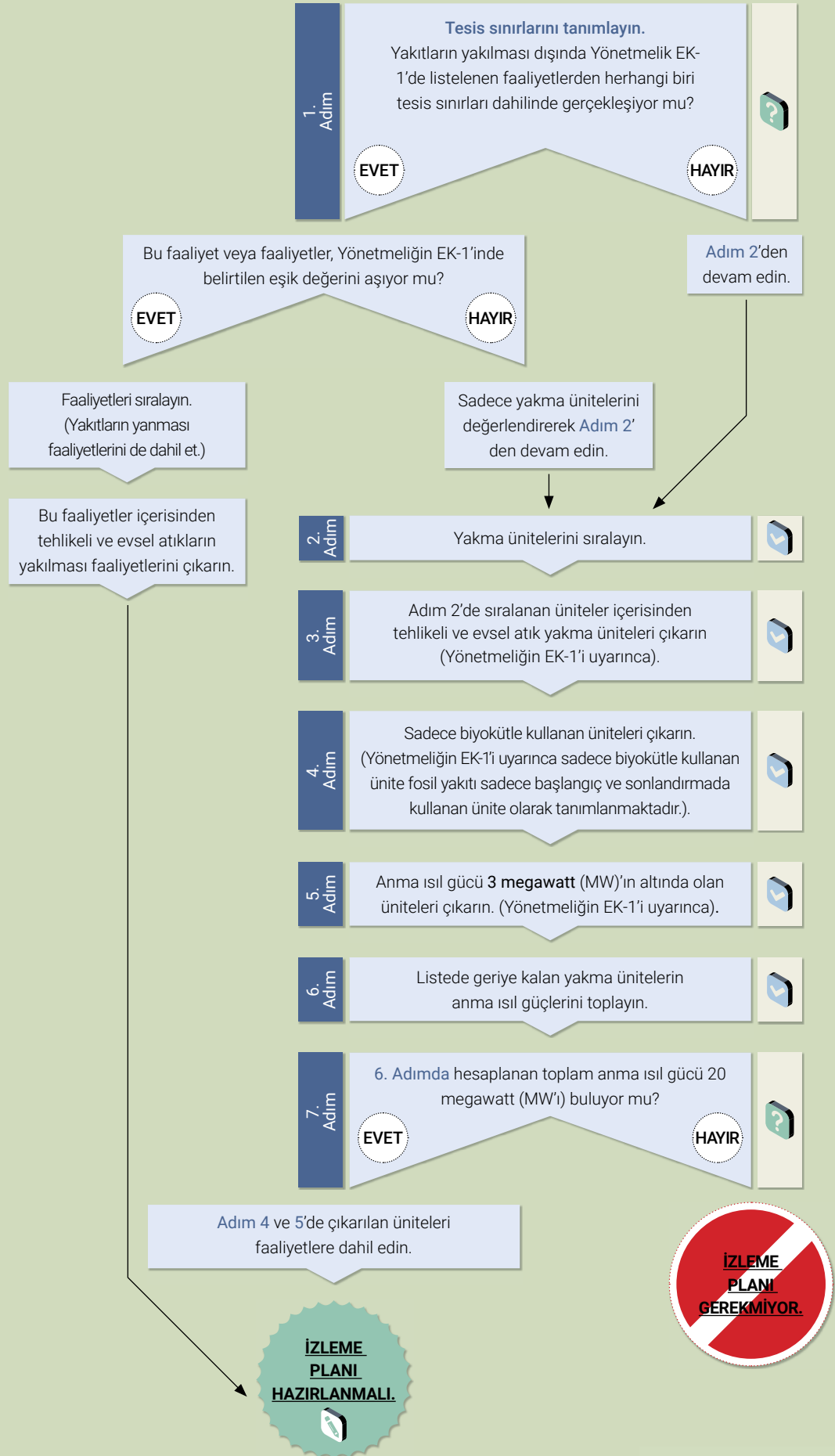
1- KOŞULSUZ

Faaliyetlerin herhangi bir eşik değerine dayanmadan EK-1 kapsamına girmesidir.

2- KOŞULLU

Faaliyetlerin eşik değerine dayanarak (günlük kapasite ya da anma ısı gücü) EK-1 kapsamına girmesidir.

İZLEME PLANI HAZIRLAMANIZ GEREKİYOR MU?





Örnek 1:

Bünyesinde her birinin anma ısı gücü 4 megawatt (MW) olan 3 ünite; anma ısı gücü 11 megawatt (MW) olan bir ünite ve her birinin anma ısı gücü 2 megawatt (MW) olan 7 ünite bulunduran bir tesis Yönetmelik kapsamına girer mi? Tesiste yakıtların yakılması haricinde Yönetmeliğin EK-1 kapsamına giren başka herhangi bir faaliyet bulunmamaktadır.

İzlenecek Yöntem: Yakıtların yakılması haricinde Yönetmeliğin EK-1 kapsamına giren başka herhangi bir faaliyet olmadığı için Karar Ağacı'nın 2. adımından başlanılır ve yakma üniteleri sıralanır. Tesisin 11 adet yakma ünitesi bulunmaktadır. 3. ve 4. adımlara gelindiğinde tesiste tehlikeli ve evsel atıkların yakılması ya da sadece biyokütle kullanan herhangi bir ünite bulunmamaktadır. 5. adımda ise tesiste anma ısı gücü 3 megawatt (MW)'ın altında 7 adet ünite bulunmaktadır. Bu yüzden 5. adıma göre bu üniteler listeden çıkarılır. 6. adımda belirtildiği

üzere geriye kalan yakma üniteleri toplanır. 3 adet anma ısı gücü 4 megawatt (MW) olan ve bir adet anma ısı gücü 11 megawatt (MW) olan ünite bulunmaktadır. Bu 4 ünitenin toplam anma ısı gücü 23 mega-watt (MW)'tır. 7. adıma göre toplam anma ısı gücü 20 mega-watt (MW)'ı aştığından, daha önce anma ısı gücü 3 megawatt (MW)'ın altında olduğu için çıkarılan 7 ünite İzleme Planı kapsamına eklenir ve bu tesisin toplam anma ısı gücü 37 megawatt (MW) olarak belirlenir. Bu tesisin 11 ünitesi İzleme Planı kapsamına dahil edilmiş olur.

NOT: Eğer tesisteki anma ısı gücü 11 megawatt (MW) olan ünite sadece (münhâsır olarak) biyokütle kullanıyor olsaydı 4. adım kapsamında bu ünite çıkarılacaktı. Bu durumda kalan ünitelerin anma ısı güçleri toplandığında 12 megawatt (MW) edeceğinden 7. adıma göre tesis İzleme Planı kapsamı dışında kalacaktı.



Örnek 2:

Bünyesinde toplam günlük üretim kapasitesi 85 tonluk 2 döner fırın bulunduran seramik üreten tesis Yönetmelik kapsamına girer mi?

İzlenecek Yöntem: Bu tesisin faaliyetleri arasında yakıtların yakılması ile ilgili bir bilgi verilmemiştir; ancak tesis, Yönetmeliğin EK-1'i kapsamında yer alan bir faaliyet gerçekleştirmektedir. Bu yüzden Karar Ağacı'na göre önce bu faaliyetin Yönetmeliğin EK-1'ine göre eşik değerini aşip aşmadığı kontrol edilir. Yönetmeliğin

EK-1'ine bakıldığında seramik üretimi için eşik değeri günlük üretim kapasitesi 75 ton ve üzeri olarak belirlendiği için bu tesiste gerçekleşen seramik üretim faaliyeti İzleme Planı kapsamına dâhil edilir.

NOT: Eğer bu tesiste seramik üretimi haricinde yakıtların yakılması faaliyetleri de yürütülüyorsa bu faaliyetler de anma ısı gücüne bakılmaksızın İzleme Planı kapsamına dâhil edilir.

2.2 Anma Isıl Gücü Nedir ve Nasıl Belirlenir?

Anma ısı gücü (yakma ısı gücü, ısı güç, yakıt ısı gücü): "Tesisin ya da ünitenin sürekli olarak çalışabileceği maksimum kapasitede, birim zamanda yakılan maksimum yakıt miktarının, yakıtın net kalorifik değeriyle (NKD) çarpılması sonucu elde edilen ve megawatt (MW) birimiyle ifade edilen¹ değer" anlamına gelmektedir. İlgili ünitenin anma ısı gücü aşağıdaki yöntemlerden biriyle bulunabilir:

1. İlgili ünite ya da tesisin çevre izinleri ya da ilgili yerlere sunulan kapasite raporlarında ifade edilen değer alınabilir.
2. Ünitenin üretici firması tarafından hazırlanan broşür ya da el kitaplarında ifade edilen değer alınabilir.
3. Hesaplama yoluna gidilebilir. Bu durumda anma ısı gücü, birim zamanda yakılan yakıt miktarı ile yakıt alt ısı değerinin (Net Kalorifik Değer, "NKD") çarpılmasıyla hesaplanır [Bkz. Denklem 1]. Yakıtların NKD'i İ&R Tebliği EK-5'ten bulunabilir.



¹Bkz. EU EMISSIONS TRADING SCHEME GUIDANCE NOTE 1

s.11, 8 Aralık 2003

www.doeni.gov.uk/niea/eu-ets-guidance01.pdf



Birimlere dikkat ediniz!

$$\frac{Gg}{sn} \times \frac{TJ}{Gg} = \frac{TJ}{sn} = 10^6 \text{ MW}$$



Denklem 1:

$$\text{Anma Isıl Gücü} = \text{Birim zamanda yakılan yakıt miktarı} \times \text{NKD}$$

$$\text{Birim zamanda yakılan yakıt miktarı} = Gg/sn$$

$$\text{NKD} = TJ/Gg$$

$$\text{Anma Isıl Gücü} = \text{MW}$$

BÖLÜM 3:

SERA GAZI EMİSYONLARININ İZLENMESİNE

AIT ZAMAN DÖNGÜSÜ

Emisyonların izlenmesi, raporlanması ve doğrulanması sürecine ilişkin yıllık döngü; “Sera Gazı Emisyonlarının İzlenmesine ait Zaman Çizelgesi” olarak adlandırılır. Sera gazı emisyonlarının izlenmesine ait zaman çizelgesi Şekil 4’te verilmektedir.

Yönetmelik, İzleme Planı çerçevesinde yıllık periyotlarda tekrarlanacak olan izleme süreçlerini belirler. Sera gazı emisyonlarının izlenmesi süreci kabaca aşağıdaki gibi dört aşamadan oluşmaktadır:

1. İzleme Planının hazırlanması ve Bakanlık onayına sunulması: İzleme Planının, işletme tarafından hazırlanarak sera gazı emisyonlarının ilk izlenmeye başlandığı tarihten en az 6 ay önce Bakanlığın onayına sunulması gerekmektedir. İzleme Planının şeffaf, gerçeğe uygun ve kanıtlanabilir şekilde doldurulması ve Bakanlığa sunulması işletmenin sorumluluğu altındadır. İzleme Planında verilen yanlış beyanlardan işletmenin kendisi sorumludur. Uygun bulunmayan İzleme Planlarının eksikliklerinin giderilmesi için, Yönetmelikçe 60 gün ek süre tanınmıştır. Bu süre içinde Bakanlıkça belirlenen şartların eksiksiz olarak yerine getirilmesi halinde, İzleme Planı Bakanlıkça onaylanır ve işletmeye bildirilir. Yönetmeliğe göre, İzleme Planının geçerlilik süresi ilgili tebliğler kapsamında Bakanlıkça belirlenir [Bkz. Yönetmelik Madde 6; İ&R Tebliği Madde 13]. İşletme tarafından hazırlanan izleme planlarının İ&R Tebliğince uygunluğunun belirlenmesi ve onaylanması Bakanlığın sorumluluğundadır.

Teknik olarak uygulanabilirlik ve makul olmayan maliyetler: İşletme, izleme yönteminin teknik olarak uygulanmasının mümkün olmadığı durumlarda alternatif bir yöntem uygulayabilir. Ancak uygulamayı planladığı alternatif yöntemi teknik ayrıntıları ile birlikte belgeler ve Bakanlık görüşü alındıktan sonra uygulanır [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 16-1]. Buna ek olarak işletme analizlerin makul olmayan maliyetlere yola açtığını iddia ettiği durumlarda aşağıda belirtilen hükümler uyarınca değerlendirme yapar [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 16-3];

Bir izleme dönemi boyunca uygulanması gereken kademenin analiz maliyetlerinin tesisin bir yıllık asgari doğrulama maliyetinin 1,5 katından fazla olması makul olmayan maliyet olarak değerlendirilir.

Makul olmayan maliyet belirlenirken öncelikle Bakanlığın yayınlamış olduğu asgari analiz fiyatları baz alınarak, yoksa Türk Standartları Enstitüsünün ve/veya akredite uluslararası laboratuvarların asgari fiyatları baz alınmak suretiyle makul olmayan maliyet hesaplanır. Bu hesap yapılırken bu Tebliğin EK-6’sında verilen asgari analiz sıklıkları esas alınır.

2. Sera gazı emisyonlarının İzleme Planında belirtildiği gibi izlenmesi: İzleme Planının Bakanlık tarafından onaylanmasından sonraki aşamada, emisyonların İzleme Planı çerçevesinde izlenmesi, gerekli dokümantasyon ve laboratuvar analizlerinin yapılması gerekmektedir. Kısaca, Yönetmeliğin EK-1’inde yer alan faaliyetleri yürüten işletmeler, İzleme Planında tanımladıkları yöntemleri kullanarak sera gazı emisyonlarını raporlamak için gereken verileri 1 yıl boyunca toplayacaklardır.

3. İzleme planlarında değişiklik yapılması: İ&R Tebliği, Madde 13-2 ile hangi durumlarda izleme planının güncellenmesi gerektiğini belirtmiştir. Buna göre işletmeler;

- Daha yüksek doğruluğu sağlamak için yeni tip ölçüm cihazlarının kullanılması veya örnekleme/analiz yöntemleri dahil veri elde etme yönteminin değişmesi
- Uygulanan izleme yöntemi ile elde edilen verilen hatalı olduğunun anlaşılması
- Raporlanmış verinin doğruluğunun artması
- Doğrulama raporunun planın geliştirilmesine yönelik önerilerde bulunması
- Hesaplama faktörlerinin değişmesi ve
- Önemsiz kaynak akışının eklenmesi durumlarında izleme planını güncellemekle yükümlüdür.

İzleme planında yapılacak değişiklik eğer toplam emisyon miktarına %5'ten az etki ediyor ise ve Madde 14-2 kapsamında belirtilen önemli değişikliklerden biri değilse, izleme planı Bakanlık onayı gerekmeksizin 30 gün içerisinde çevrimiçi sistem üzerinden güncellenebilir [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 13-3].

Aynı tebliğin Madde 14'ü ile de değişikliklerin onaylanmasına dair hükümler 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].

4. Sera gazı emisyonlarına ait yıllık Emisyon Raporlarının hazırlanması: Emisyon Raporu, İzleme Planı ışığında ve izlemesi yapılan parametrelerin girdileri ile işletme tarafından hazırlanır. Hazırlanan raporun İzleme Planı ile uyumluluğu ve tutarlılığı işletmenin sorumluluğu altındadır.

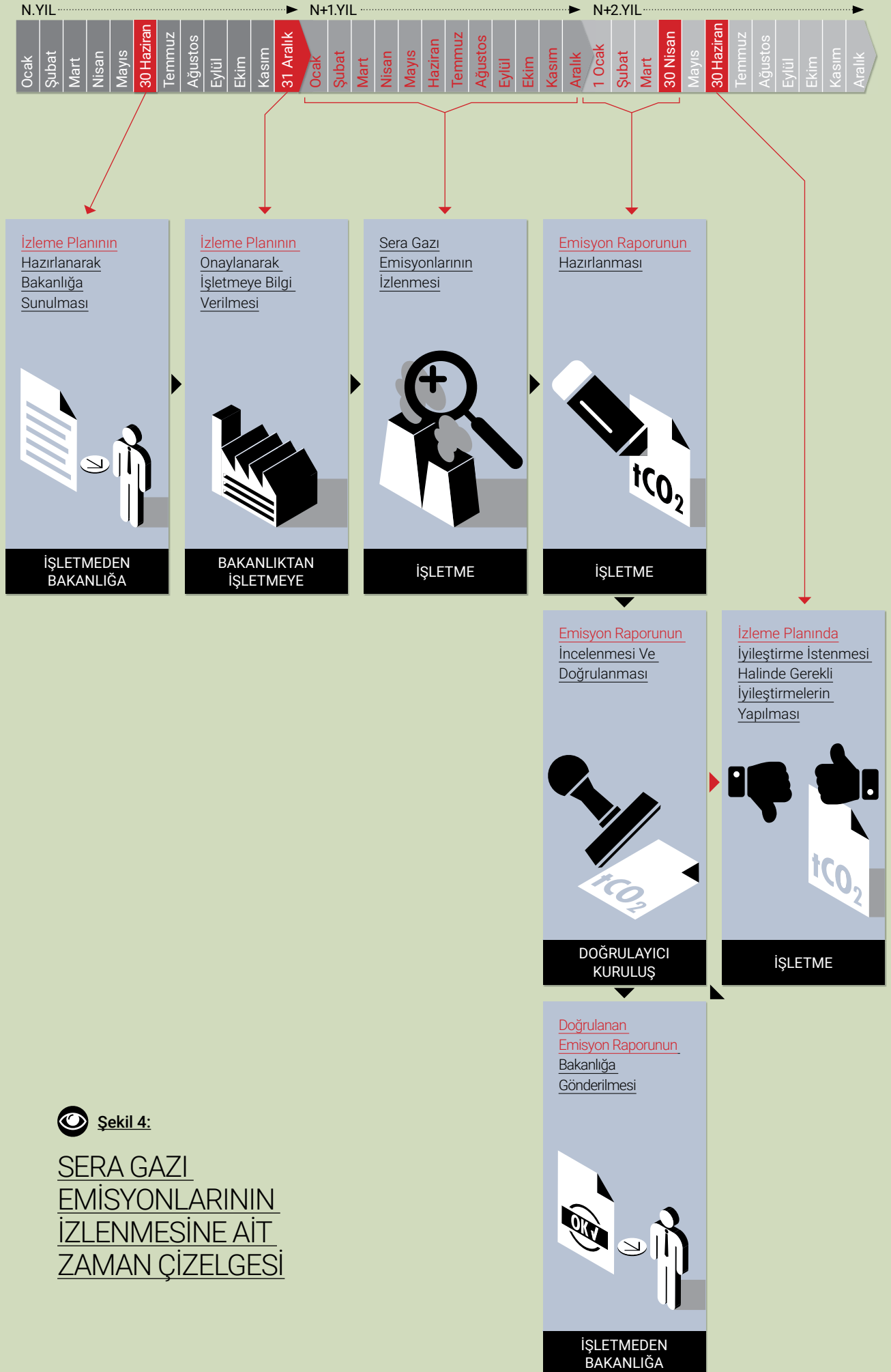
30 gün veya daha az çalışan tesisler: Tesis bir raporlama yılı süresince 30 gün ve/veya daha az çalışmış ise, tesis kategorisine bakılmaksızın asgari doğrulama süreleri düşük emisyonlu tesisler için belirlenen süreler üzerinden yürütülür. Bu tesis eğer hali hazırda düşük emisyonu bir tesis ise saha ziyareti 1 günden az olmamak kaydı ile doğrulama süresi asgari olarak 2 kişi-gün olarak belirlenir. İşletmelerin bu durumu belgelemesi için bağlı bulundukları Çevre ve Şehircilik İl Müdürlüklerinden yazı almaları gerekmektedir [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 10-2].

Kapanan/Kapatılan tesisler: Kapanan tesisler o yılın doğrulanmış emisyon raporunu kapatıldıktan en geç iki ay içerisinde Bakanlığa sunmakla yükümlüdür [Bkz.; İ&R Tebliği Madde 10-4].

5. Hazırlanan Emisyon Raporunun doğrulayıcı kuruluş tarafından doğrulanarak Bakanlığa iletilmesi: Emisyon raporları, doğrulayıcı kuruluş tarafından kontrol edilerek doğrulanır ve Bakanlığa iletmek üzere işletmeye verilir.

Ayrıca, izleme planında doğrulayıcı kuruluş tarafından iyileştirme istenmesi durumunda, işletme gerekli düzeltmeleri yapar

Üçüncü ve dördüncü aşamaların, her yılın 1 Ocak – 30 Nisan tarihleri arasında tamamlanır.



Şekil 4:

SERA GAZI EMİSYONLARININ İZLENMESİNE AİT ZAMAN ÇİZELGESİ

BÖLÜM 4: TESİSİN TANIMLANMASI



Tesis faaliyetleriyle ilgili açıklamalar, uygulamada "Tesis Tanımı" sekmesinde "Tesisin Açıklaması ve Faaliyetleri" başlığı altına girilir.



İşletme, tesisin faaliyetlerini İzleme Planı'nın "Faaliyetler" sekmesinde belirtir. "Yeni Faaliyet Tanımla" başlığı altında faaliyetler tanımlanır. Uygulamada tanımlanan faaliyetler "Tanımlanmış Faaliyetler" başlığı altında listelenecektir.

Tesis tanımlaması, tesis sınırlarının Yönetmeliğin EK-1'i kapsamında belirtilen faaliyetler çerçevesinde belirlenmesidir. İşletme, tesisini tanımlarken öncelikle kapsamına giren faaliyetlerini belirlemelidir. Faaliyetler belirlendikten sonra işletme, yıllık tahmini toplam emisyonlarını belirleyerek tesis kategorisini belirlemelidir.

4.1 Faaliyetin Tanımı

Faaliyet, Yönetmeliğin EK-1'inde listelenen ve sera gazı emisyonlarına neden olan eylemlerdir. İşletmeler, Yönetmeliğin EK-1'i kapsamına giren faaliyetlerini İzleme Planında tanımlamalıdır. Bu yüzden kapsam içindeki faaliyetlerini ve bu faaliyetlerin kapasitelerini (her faaliyete ait yıllık üretim miktarlarını) doğru bir şekilde İzleme Planında belirtmeleri gerekmektedir. Farklı sektörlere ilişkin faaliyet örnekleri Örnek 3'te yer almaktadır.



Örnek 3:

Faaliyet Örnekleri (Yönetmelik EK-1 kapsamında)

ÇİMENTO FABRİKASI	• Klinker Üretimi • Yakıtların Yanması
PETROL RAFİNERİSİ	• Petrol Rafinasyonu • Kok Üretimi • Yakıtların Yanması
SODA KÜLÜ VE SODYUM BİKARBONAT ÜRETİMİ	• Klinker Üretimi • Yakıtların Yanması
AMONYAK ÜRETİMİ	• Amonyak Üretimi • Yakıtların Yanması
PİK DEMİR VE ÇELİK ÜRETİMİ	• PİK Demir ve Çelik Üretimi • Kok Üretimi • Yakıtların Yanması • Metal Cevherlerin Kavrulması ve Sinterlenmesi veya Peletlenmesi
KİREÇ ÜRETİMİ VEYA DOLOMİT VEYA MAGNEZİT KALSİNASYONU	• Kireç Üretimi • Yakıtların Yanması
BİRİNCİ ALÜMİNYUM ÜRETİMİ	• Birincil Alüminyum Üretimi • Yakıtların Yanması
KLİNKER ÜRETİMİ	• Klinker Üretimi • Yakıtların Yanması
SERAMİK ÜRÜNLERİNİN ÜRETİMİ	• Seramik Üretimi • Yakıtların Yanması
NİTRİK ASİT ÜRETİMİ	• Nitrik Asit Üretimi • Yakıtların Yanması
ELEKTRİK ÜRETİMİ	• Yakıtların Yanması

4.2 Emisyon Kaynağı

Emisyon kaynağı, tesiste gerçekleşen ve emisyonlara neden olan prosesin ya da yanmanın gerçekleştiği ünedir. Başka bir deyişle, emisyon kaynağı tesiste emisyonlara sebep olan üniteleri ifade eder. Emisyon kaynaklarının eksiksiz belirtilmesi, emisyonların hesaplanması ve İzleme Planının eksiksiz doldurulması açısından önemlidir.



İşletme, tesiste belirlediği emisyon kaynaklarını İzleme Planı'nın "Emisyon Kaynakları" sekmesinde belirtir. Emisyon kaynakları "Yeni Emisyon Kaynağı Tanımla" başlığı altında tanımlanır. Tanımlanmış emisyon kaynakları, "Tanımlanmış Emisyon Kaynakları" başlığı altında listelenecektir.

Farklı sektörlere ilişkin emisyon kaynağı örnekleri Örnek 4'te verilmiştir.



Örnek 4:

Emisyon Kaynağı Örnekleri

ÇİMENTO FABRİKASI	SODA KÜLÜ VE SODYUM BİKARBONAT ÜRETİMİ	KİREÇ ÜRETİMİ
• Fırın 1 • Fırın 2 (Kaç tane fırın varsa)	• Kireç Fırını • Kalsinatör	• Döner Fırın 1 • Döner Fırın 2 (Kaç tane döner fırın varsa)

4.3 Emisyon Noktası

Emisyon noktası, her bir emisyon kaynağında gerçekleşen sera gazı emisyonlarının atmosfere verildiği çıkış noktasıdır (örneğin; baca vb.). Emisyon kaynaklarının belirlenmesinin ardından emisyonların çevreye salımının yapıldığı emisyon noktalarının belirlenmesi gerekmektedir. Emisyon noktalarının belirlenmesi, emisyonların takibi açısından kolaylık sağladığından oldukça önemlidir. Örnek emisyon noktaları Şekil 5'de gösterilmektedir.

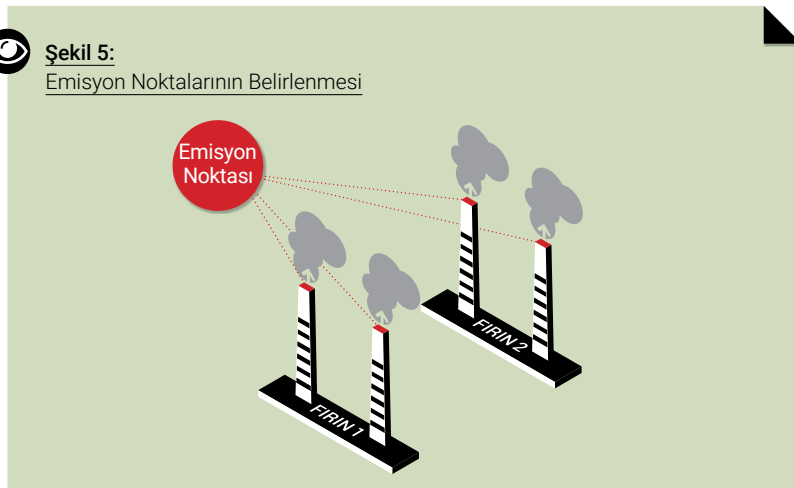


İşletme, tesiste belirlediği emisyon noktaları İzleme Planı'nın "Emisyon Noktaları" sekmesinde belirtilir. Emisyon Noktaları, "Yeni Emisyon Noktası Tanımla" başlığı altında tanımlanır. Tanımlanmış emisyon noktaları "Tanımlanmış Emisyon Noktaları" başlığı altında listelenir.



Şekil 5:

Emisyon Noktalarının Belirlenmesi



Ayrıca farklı sektörlere ilişkin emisyon noktası örnekleri Örnek 5'te mevcuttur.



Örnek 5:

Emisyon Noktası Örnekleri

ÇİMENTO FABRİKASI	DEMİR ÇELİK FABRİKASI	PETROL RAFİNERİSİ
• Fırın Bacası 1 (Yanma Emisyon Bacası) • Fırın Bacası 2 (Klinker Üretim Bacası)	• Kok Fabrikası Batarya Bacası • Fırın Soba Bacası	• Döner Fırın Bacası • Batarya Bacası

4.4 Tesisin Yıllık Tahmini Toplam Emisyonlarının Belirlenmesi

"Yıllık emisyon", tesisin bir önceki takvim yılında sebep olduğu ve Yönetmeliğin EK-1'i kapsamında belirtilen faaliyetlerden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının toplamı anlamına gelmektedir [Bkz. İ&R Tebliği]. İşletme, bir yıllık tahmini toplam emisyonlarını belirlerken, kapasite raporunda yer alan vardiya sayısı veya geçmiş 5 yıl içerisinde fiili olarak gerçekleştirilen en fazla vardiya sayısından, daha yüksek emisyonlara sebep olan dikkate alınarak hesaplamalıdır. [Bkz. İ&R Tebliği Madde 17 (5)].



İ&R Tebliği Madde 4 (ö) uyarınca hesaplama faktörleri; Net kalorifik değeri, emisyon faktörünü, ön emisyon faktörünü, yükseltgenme faktörünü, dönüşüm faktörünü, karbon içeriğini veya bi-yokütle oranını ifade eder. Hesaplama faktörleri her faaliyet için birbirinden farklı ve faaliyete özgüdür.



İ&R Tebliği Madde 4 (m) uyarınca faaliyet verisi; terajul cinsinden enerji, ton cinsinden kütle veya gazlar için normal metre küp cinsinden hacim şeklinde ifade edilen, bir proses tarafından tüketilen veya üretilen yakıt veya maddelere ilişkin veriyi ifade etmektedir (Örneğin; üretilen ürün veya tüketilen hammadde miktarı gibi).

Yıllık tahmini emisyonların hesaplanmasındaki temel amaç, tesis kategorisinin belirlenmesidir [Bkz. Bl. 4.5]. İşletme yıllık tahmini emisyonlarını hesaplarken, Yönetmeliğin EK-1'i kapsamında tesisinde gerçekleşen faaliyetlerin verileri ve bu faaliyetlerle ilgili hesaplama faktörlerini [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4 (ö)] kullanır. Tahmini emisyonların belirlenmesinde tesis, basit bir hesaplama yöntemi kullanabilir. Ancak tesisin belirlediği hesaplama yönteminin kabulü Bakanlığın yetkisi dâhilindedir. Bakanlık gerekli gördüğü durumlarda hesaplamanın açıklanmasını veya değiştirilmesini isteyebilir. İşletmeler, Yönetmelik kapsamına giren faaliyetlerden kaynaklı sera gazı emisyonlarını hesaplarken öncelikli olarak bir önceki takvim yılına ait ilgili faaliyet verilerini belirlemelidir.

Yıllık toplam tahmini emisyonlar hesaplanırken ihtiyatlı bir hesaplama yapıldığı için kademeye [Bkz. Bl. 5.3.5] dayanmayan ve İ&R Tebliği Madde 4 (ö)'de tanımlanan hesaplama faktörleri (örneğin; standart emisyon faktörleri (EF) ve net kalorifik değerler (NKD)) kullanılabilir. Ancak Emisyon Raporunda sera gazı emisyonları hesaplanırken hesaplama faktörleri ve faaliyet verilerinin kademeye göre belirlenmesi gerekmektedir. Emisyon Raporu, İzleme Planı ışığında hazırlanacağı için izleme planında faaliyet verisi ve hesaplama faktörünün nasıl belirleneceği açıklanmalıdır.



İşletme, tesise dair tahmini emisyonunu İzleme Planının "Tahmini Toplam Emisyon" sekmesinde tCO₂(eşd) biriminde belirtmeli ve hesaplarını da ayrı bir doküman halinde "Hesaplama Dokümanı" başlığı altında uygulamaya yüklemelidir.

Yakıtların yanması ile proses kaynaklı yıllık tahmini emisyonlar aşağıda açıklandığı şekilde Denklem 2 ve Denklem 3 kullanılarak hesaplanır.



Yakıtların Yanmasından Kaynaklanan Yıllık Tahmini Emisyonların Hesaplanması

Denklem 2:

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

Yakıtların yanmasından kaynaklanan yıllık emisyonların hesaplanmasına ilişkin verilen Denklem 2’de kullanılan hesaplama faktörleri; emisyon faktörü, net kalorifik değer ve yükseltgenme faktörüdür. Tahmini emisyonların ihtiyatlı bir hesaba dayandırılması için yükseltgenme faktörü 1 olarak alınmalıdır.



Prosesten Kaynaklanan Yıllık Tahmini Emisyonların Hesaplanması

Denklem 3:

$$\text{Yıllık Tahmini Emisyon Miktarı} = \text{FV} \times \text{EF} \times \text{DF}$$

Prosesten kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların hesaplanmasına ilişkin verilen Denklem 3’te kullanılan hesaplama faktörleri; emisyon faktörü ve dönüşüm faktörüdür. Tahmini emisyonların ihtiyatlı bir hesaba dayandırılması için dönüşüm faktörü 1 olarak alınmalıdır.



$$\text{Yıllık Tahmini Emisyon Miktarı} = [\text{tCO}_2]$$

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 [-]

DF = Dönüşüm Faktörü [-]

Her bir faaliyet için kullanılan standart emisyon faktörleri ve net kalorifik değerler, İ&R Tebliğinin EK-5’inden, IPCC kılavuz dokümanından ya da sunulabilecek ek bir kaynaktan alınabilir. Ancak kaynağın güvenilirliğinin değerlendirmesi Bakanlıkça yapılacaktır. Ayrıca yıllık tahmini emisyonların belirlenmesine ilişkin kullanılacak olan diğer hesaplama faktörleri değerleri İ&R Tebliğinin Madde 29’u uyarınca tanımlanmıştır. Sera gazı emisyonlarının ihtiyatlı bir tahmine dayanması için **yükseltgenme ve dönüşüm faktörlerinin 1 alınması gerekmektedir.**



Kullanılan yakıtın gaz olması durumunda gazın hacim verisini kütleyle çevirmek için yoğunluk ile çarpılır.

Tahmini emisyonlarının hesaplanmasına ilişkin şemalı anlatım Şekil 6’da verilmiştir. Yıllık tahmini emisyonların belirlenmesine ilişkin verilen bilgi ve denklemler kullanılarak Şekil 6’da belirtilen sıra takip edilir. Böylece, yıllık toplam tahmini emisyonlar 5 adımda hesaplanır ve tesis kategorisi belirlenir.



Şekil 6:

Yıllık Tahmini Emisyonların Hesaplanması

1.ADIM

Faaliyetlerin belirlenmesi
(Yönetmelik EK-1)

2.ADIM

Her faaliyet için ayrı ayrı yıllık faaliyet verilerinin hesaplanması

3.ADIM

Her faaliyet için hesaplama faktörlerinin belirlenmesi

4.ADIM

Tahmini emisyonların hesaplanması

5.ADIM

Tesis kategorisinin belirlenmesi
(İ&R Tebliği Madde 17)

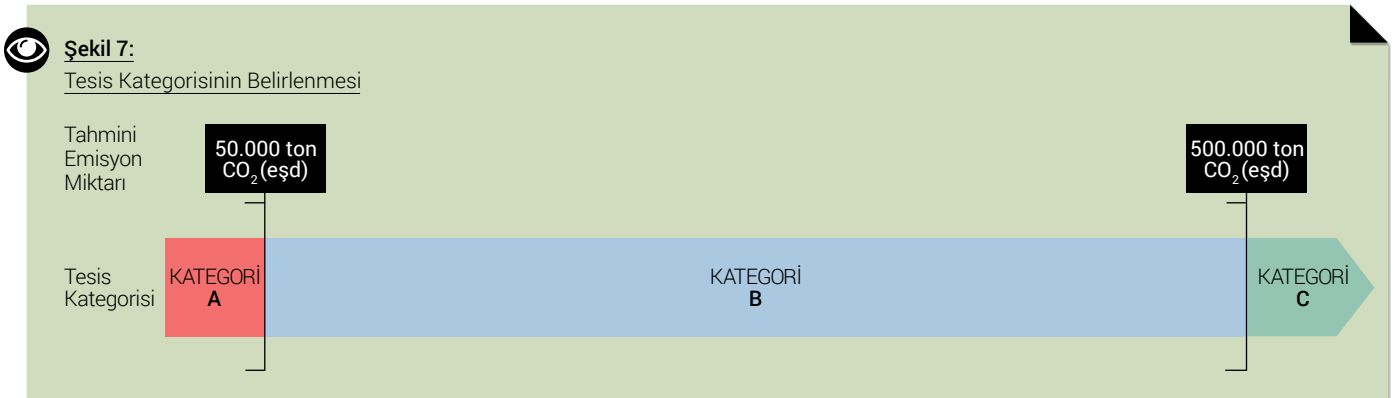
4.5 Tesis Kategorisinin Belirlenmesi

Tesis kategorisi; yapılacak izleme çalışmalarının detay seviyesinin veya ne ölçüde çaba harcayacağını belirlenmesine yardımcı olan bir sınıflandırmadır. Bu amaçla işletme tesisin kategorisini belirlemek için yıllık emisyonların ihtiyatlı bir tahminini kullanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 17 (5)].

Uygulaması gereken kademeyi [Bkz. Bl. 5] tanımlayabilmek için işletme, yıllık tahmini toplam sera gazı emisyonlarına göre tesis sınıflandırmasını şu şekilde yapmalıdır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 17 (2)] ;

- Kategori A:** Biyokütleden kaynaklanan CO₂ hariç, transfer edilen CO₂ dâhil, raporlama dönemindeki doğrulanmış yıllık emisyonu 50.000 ton CO₂ (eşd)'ye eşit veya daha az olan,
- Kategori B:** Biyokütleden kaynaklanan CO₂ hariç, transfer edilen CO₂ dâhil, raporlama dönemindeki doğrulanmış yıllık emisyonu 50.000 ton CO₂ (eşd)'den fazla ve 500.000 ton CO₂ (eşd)'ye eşit veya daha az olan,
- Kategori C:** Biyokütleden kaynaklanan CO₂ hariç, transfer edilen CO₂ dâhil, raporlama dönemindeki doğrulanmış yıllık emisyonu 500.000 ton CO₂ (eşd)'den fazla olan tesistir.

Tesis kategorileri Şekil 7'de özetlenmiştir.



Temsili birer Çimento ve Demir-Çelik Fabrikasına ait yıllık tahmini emisyonların hesaplanması ve tesis kategorisinin belirlenmesine ilişkin adımları Örnek 6'da ve Örnek 7'de bulabilirsiniz.



Örnek 6:

Tesis: Çimento Fabrikası

Faaliyetler: Klinker Üretimi, Yakıtların Yanması (Doğal Gaz)

Salınan Gazlar: CO₂

Formüller:

1. Prosesten kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların belirlenmesi:

$$\text{Yıllık Tahmini Emisyon Miktarı} = FV \times EF \times YF$$

2. Yakıtların yanmasından kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların belirlenmesi:

$$\text{Yıllık Tahmini Emisyon Miktarı} = FV \times EF \times NKD \times DF$$

Faaliyet Verisi:

- Klinker üretimi (400.000 ton/yıl)
- Yakıtların Yanması (70.000.000 Nm³)

Hesaplama Faktörleri:

- Klinker Üretimi: EF = 0,525 ton CO₂/ton Klinker (IPCC Kılavuzu), DF = 1 (İ&R Tebliği Madde 35)
- Yakıtların Yanması (Doğal Gaz): EF=56,1 ton CO₂/TJ, NKD = 48,0 TJ/Gg (İ&R Tebliği EK-5), YF=1 (İ&R Tebliği Madde 35), Yoğunluk=0,75 kg/m³

Tahmini Emisyonların Hesaplanması:

- Klinker Üretiminden Kaynaklanan Tahmini Emisyon Hesabı: =400.000 [ton Klinker / yıl] x 0,525 [ton CO₂/ton Klinker] x 1 [-]
- Yakıtların Yanmasından Kaynaklı Tahmini Emisyon Hesabı: = 70.000.000 [Nm³] x 56,1 [ton CO₂/TJ] x 48,0 TJ/Gg x 1 [-] x 0,75 [kg/m³] x 10⁻⁶ [Gg/kg]

NOT: Kullanılan yakıtın doğal gaz olması sebebiyle yakıtların yanmasından kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların hesaplanmasına ilişkin verilen denklemde (Denklem 3) belirtilen emisyon hesabı yoğunluk ile çarpılarak tahmini emisyon miktarı hesaplanır.

Tahmini Toplam Yıllık Emisyon Miktarı:

- Klinker Üretiminden Kaynaklanan: 210.000 ton CO₂
- Yakıtların Yanmasından Kaynaklanan: 141.372 ton CO₂
- Toplam Tahmini Emisyon: 351.372 ton CO₂

Tesis Kategorisi: Tesisin toplam tahmini yıllık emisyonu 50.000 ila 500.000 ton CO₂ (eşd) aralığında olduğu için tesis "B" kategorisidir.



Örnek 7:

Tesis: Demir-Çelik Fabrikası

Faaliyetler: Pik Demir ve Çelik Üretimi, Yakıtların Yanması (Kok kömürü)

Salınan Gazlar: CO₂

Formüller:

1. Prosesten kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların belirlenmesi:

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

2. Yakıtların yanmasından kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların belirlenmesi:

$$\text{Yıllık Tahmini Emisyon Miktarı} = FV \times EF \times DF$$

Faaliyet Verisi:

- Demir-Çelik Üretimi (2.000.000 ton/yıl)
- Yakıtların Yanması (500.000 ton)

Hesaplama Faktörleri:

- Demir-Çelik Üretimi: EF = 1,5 ton CO₂/ton demir-çelik üretimi (IPCC Kılavuzu), DF = 1 (İ&R Tebliği Madde 35)
- Yakıtların Yanması (Kok kömürü): EF=94,6 ton CO₂/TJ, NKD = 28,2 TJ/Gg (İ&R Tebliği EK-5), YF=1 (İ&R Tebliği Madde 35)

Tahmini Emisyonların Hesaplanması:

- Demir Çelik Üretiminden Kaynaklanan Tahmini Emisyon Hesabı: =2.000.000 [ton demir çelik /yıl] x 1,5 [ton CO₂/ton demir çelik] x 1 [-]
- Yakıtların Yanmasından Kaynaklı Tahmini Emisyon Hesabı: =500.000 [ton] x 94,6 [ton CO₂/TJ] x 28,2 [TJ/Gg] x 1 [-] x 10⁻³ [Gg/ton]

Tahmini Toplam Yıllık Emisyon Miktarı:

- Demir-Çelik Üretiminden Kaynaklanan: 3.000.000 ton CO₂
- Yakıtların Yanmasından Kaynaklanan: 1.333.860 ton CO₂
- Toplam Tahmini Emisyon: 4.333.860 ton CO₂

Tesis Kategorisi: Tesisin toplam tahmini yıllık emisyonu 500.000 ton CO₂ (eşd)'den büyük olduğu için yüzden tesis "C" kategorisidir.



Birimlere dikkat ediniz!

4.6 Düşük Emisyonlu Tesisler

İşletme, İ&R Tebliği Madde 45'te belirtilen "düşük emisyonlu tesis" tanımı şartlarını sağladığı takdirde basitleştirilmiş İzleme Planı sunabilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 12]. İşletmelerin basitleştirilmiş İzleme Planı sunabilmeleri için aşağıda belirtilen koşulların en az birini sağlaması gerekmektedir:

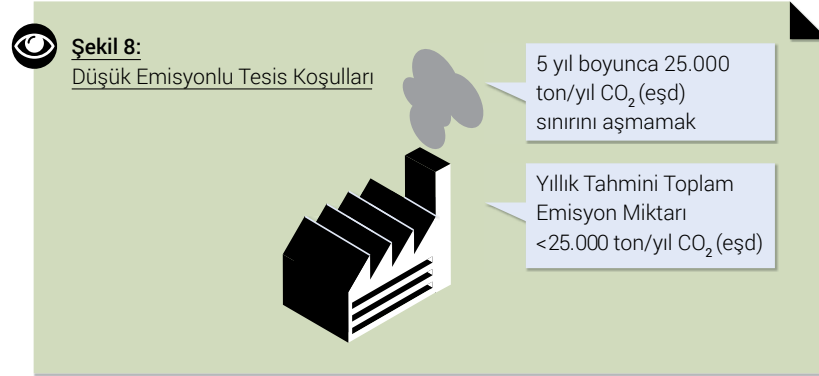


Yönetmeliğin EK-1'inde yer alan N₂O emisyonuna neden olan tesisler düşük emisyonu sahip tesis olarak değerlendirilemezler.

• *Biyokütleden kaynaklanan CO₂ hariç ve transfer edilen CO₂ dahil, mevcut izleme döneminden önceki 5 izleme dönemi süresince doğrulanmış emisyon raporundaki yıllık emisyonları 25000 ton CO₂(eşd)'den az olan kategori A tesis.*

• *Yukarıdaki hüküm kapsamındaki ortalama yıllık emisyon hesaplarının mevcut olmaması veya tesisin sınırlarındaki değişiklikler veya tesisin işletim koşullarındaki değişiklikler nedeniyle geçerli olmaması halinde, biyokütleden kaynaklanan CO₂ hariç ve transfer edilen CO₂ dâhil, ihtiyatlı tahmin yöntemine göre gelecek beş yıl için yıllık emisyonları 25000 ton CO₂(eşd)'den az olan kategori A tesis. [Bkz. İ&R Tebliği Madde 45-2].*

Şekil 8'de düşük emisyonlu tesis olma koşulları belirtilmiştir.



Düşük emisyonlu tesisler aşağıda belirtilen kolaylıklardan yararlanma hakkına sahiptir. [Bkz. İ&R Tebliği Madde 45; İ&R Tebliği Madde 11] :



Düşük emisyonu sahip ve basitleştirilmiş izleme planı uygulayan bir tesis, herhangi bir takvim yılında Şekil 8'de belirtilen eşikleri aştığında, işletme bu durumu ivedilikle Bakanlığa bildirir ve 14 üncü maddenin ikinci fıkrası kapsamında yer alan izleme planına ilişkin değişiklikleri Bakanlığa sunar. [Bkz. İ&R Tebliği Madde 45-8].

- *Her bir kaynak akışı ve emisyon kaynağı için, faaliyet verilerinin ve hesaplama faktörlerinin ilgili kademelere uygun olduğuna ilişkin bilgi ve belgeleri sunmaktan muafiyet,*
- *Kontrol için önerilen kontrol faaliyetlerinin ve prosedürlerinin dâhili riskler ve tanımlanmış kontrol riskleri ile tutarlı ve uygun olduğunu belgeleyen risk değerlendirmesi sonuçlarını sunmaktan muafiyet,*
- *Madde 59 (4) kapsamındaki iyileştirmeye ilişkin raporlama zorunluluğundan muafiyet,*
- *İ&R Tebliği Madde 25 uyarınca belirtilen hükümlerden farklı olarak uygun ve belgelendirilmiş satın alma kayıtlarını ve tahmini stok değişikliklerini kullanarak yakıt veya malzeme miktarını belirleyebilme,*
- *İ&R Tebliği Madde 26 (3) uyarınca belirtilen belirsizlik değerlendirmesini Bakanlığa sunma zorunluluğundan muafiyet,*
- *Depolama ünitelerinde raporlama dönemi boyunca yakıt veya malzemenin yıllık tüketiminin en az %5'i olduğu durumda, raporlama döneminin başlangıcında ve bitişinde stok verisinin belirlenmesine ilişkin İ&R Tebliği Madde 26 (3) uyarınca belirtilen yükümlülüklerden muafiyet,*
- *İzleme Raporlama Tebliği Madde 45 (6) uyarınca, düşük emisyonu sahip bir tesis bütün kaynak akışlarına ait faaliyet verisinin ve hesaplama faktörlerinin belirlenmesi için en az kademe 1'i uygulayabilir. Bu durumda işletmenin daha yüksek kademe uygulamanın teknik olarak elverişli olmadığına dair bir belge sunmasına gerek yoktur.*

Düşük emisyonlu bir tesis, yıllık tahmini emisyonların mevcut olmaması, tesis sınırlarında değişiklikler meydana gelmesi ya da tesisin işletme koşullarında değişiklikler olması nedeniyle yıllık tahmini emisyon miktarının artık geçerli olmaması halinde, takip eden beş yıl için ileriye dönük ihtiyatlı bir tahmin kullanır. Yapılan hesaplamalarda yıllık tahmini toplam emisyon miktarı 25.000 ton CO₂(eşd)'yi aşıyorsa İzleme Planı revize edilir. Bu durumda tesis basitleştirilmiş İzleme Planı ve diğer muafiyetlerden faydalanamaz. Eğer bu değer aşılmıyorsa tesis, düşük emisyonlu tesis olarak devam ederek basitleştirme ve muafiyetlerden yararlanabilir.

BÖLÜM 5: İZLEME YÖNTEMLERİ

Yönetmelik EK-1’de tanımlanan faaliyetler için izlenmesi ve raporlanması gereken üç sera gazı tipi söz konusudur: karbondioksit (CO_2), perflorokarbon (PFC) ve diazot oksit (N_2O). İzleme yöntemleri Şekil 9’da görüleceği üzere kademeye dayanan ve kademeye dayanmayan olmak üzere iki ana başlığa ayrılır. Emisyonların belirlenmesi için gereken her bir parametre, farklı veri kalite düzeyleriyle belirlenir. Bu veri kalite düzeyine ‘kademe’ adı verilmektedir. Kademe; faaliyet verilerinin, hesaplama faktörlerinin, yıllık emisyonların ve yıllık ortalama saatlik emisyonların belirlenmesine ilişkin koşulları ifade etmektedir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4 (ş)].

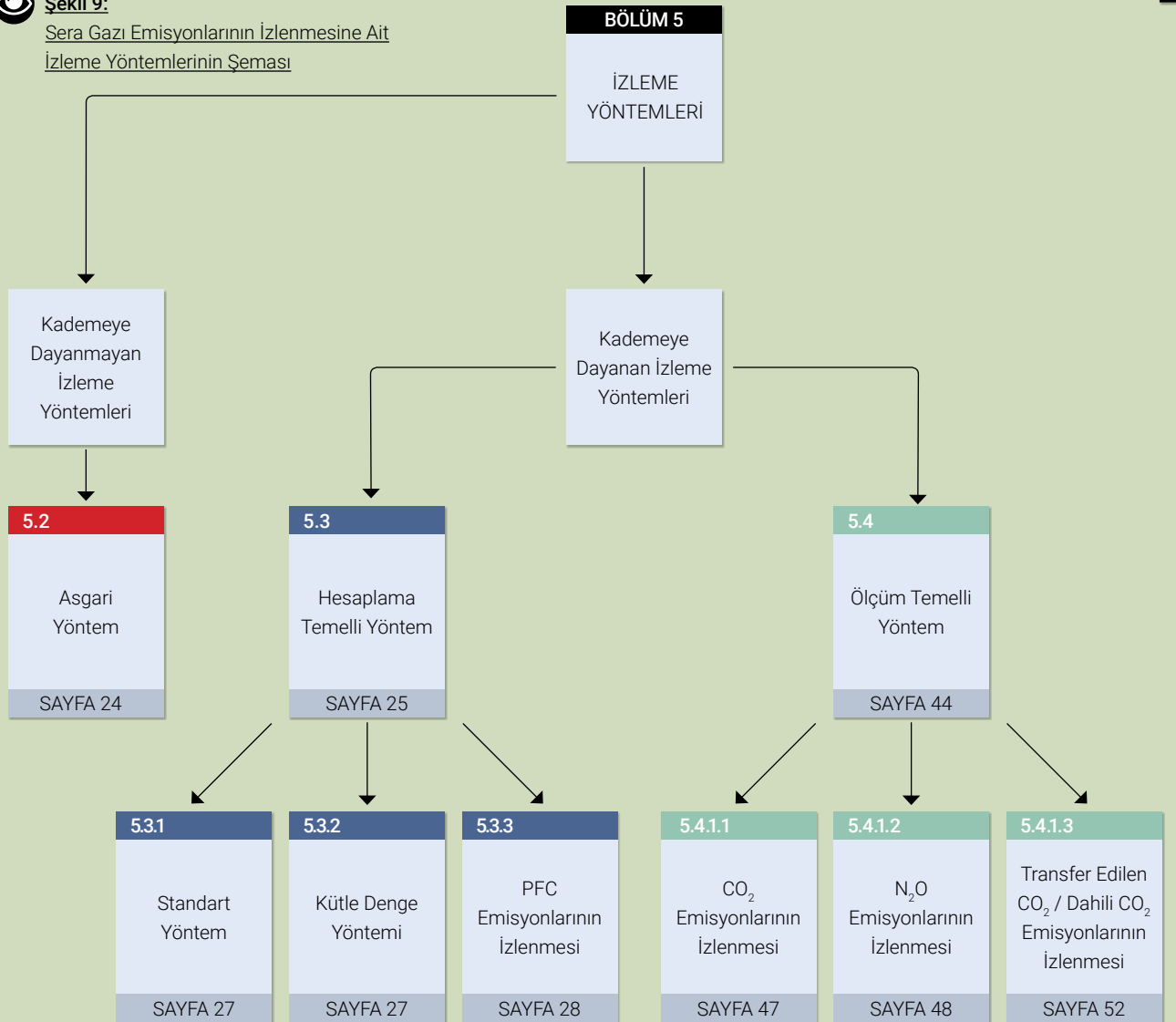
Hesaplama ve ölçüm temelli yöntemler kademeye dayanan izleme yöntemleriyken asgarî yöntem kademeye dayanmayan bir izleme yöntemidir. Asgarî yöntemin kullanılabilmesi için belirli şartların yerine getirilmesi gerekmektedir; hesaplama temelli ve ölçüm temelli yöntemlerden hangisinin tesise daha uygun olacağının belirlenmesi ise işletmeye bırakılmıştır.

Tesis sınırları dahilinde üretilen CO_2 emisyonlarının izlenmesinden farklı olarak işletme, PFC, N_2O ve dâhili/transfer edilen CO_2 emisyonları için İ&R Tebliğinde belirtilen spesifik yöntemleri uygulamak zorundadır. Söz konusu spesifik yöntemler, bu bölümün ilerleyen bölümlerinde açıklanmıştır.



Şekil 9:

Sera Gazı Emisyonlarının İzlenmesine Ait
İzleme Yöntemlerinin Şeması



5.1 İzleme Yönteminin Seçimi

Asgarî yöntem kademeye dayanmayan bir yöntemdir. Tesiste, kademeye dayanmayan (asgarî yöntem) yöntemin uygulanabilmesine yönelik koşullar İ&R Tebliği Madde 20 uyarınca belirtilmiştir. Hesaplama temelli ve ölçüm temelli yöntemler ise kademeye dayanan izleme yöntemleridir.

Hesaplama temelli yöntem uygulanırken yakıtların yanması ve prosesten kaynaklanan sera gazı emisyonları göz önünde bulundurulur. Yakıtların yanması sırasında tüketilen yakıtı ait veriler kullanılırken; prosesten kaynaklanan emisyonlarda giren ve çıkan malzemeye ait veriler ya da kütle denge yöntemi kullanılır. Hesaplama temelli yöntem, ölçüm sistemleri vasıtasıyla kaynak akışlarından elde edilen faaliyet verilerinin, laboratuvar analizlerinden elde edilen veya varsayılan ilave parametrelerin kullanılarak emisyonların belirlenmesi anlamına gelir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 19 (1)].



PFC emisyonları hesaplama temelli yöntem ile hesaplanır.



N₂O emisyonları ve Dâhili CO₂ / Transfer Edilen CO₂ emisyonları ölçüm temelli yöntem ile hesaplanır.

Ölçüm temelli yöntemin kullanılması durumunda tüketilen/üretilecek yakıt veya malzemelere ait veriler yerine tesisin emisyon noktalarındaki sera gazları izlenir. Ölçüm temelli yöntem CO₂ konsantrasyonunun ve transfer edilen gazların akışının ölçüldüğü ve tesisler arasında CO₂ transferinin izlendiği durumlar da dahil olmak üzere, baca gazında ve baca gazı akışında ilgili sera gazı konsantrasyonunun sürekli ölçülmesi ile emisyon kaynaklarından emisyonların belirlenmesi anlamına gelir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 19 (1)].

Ölçüm temelli yöntemin uygulanabilmesi için tesiste sürekli emisyon ölçüm sistemlerinin (SEÖS) bulunması gerekmektedir. Ancak unutulmamalıdır ki, hesaplama temelli yöntemde de ölçüm cihazları bulunmaktadır. Ölçüm temelli yöntemde, ölçüm cihazları doğrudan sera gazı emisyonlarını ölçerken; hesaplama temelli yöntemde kullanılan cihazlar hesaplama yapılarak elde edilen emisyonlar için kullanılan parametreleri ölçer (örneğin; yakıt miktarı, hammadde miktarı).



İ&R Tebliği EK-3'te spesifik faaliyetlere özgü izleme yöntemleri açıklanmıştır. İşletmenin İ&R Tebliği Madde 19 (3) uyarınca ölçüm temelli bir yöntemi seçmediği durumlarda İ&R Tebliği EK-3'te yer alan ilgili izleme yöntemini seçer. Ancak, söz konusu yöntemin kullanılmasının teknik olarak elverişli olmadığı durumda ya da başka bir yöntemin emisyon verilerini daha yüksek doğruluğa ulaştırıldığı durumlarda Bakanlığa başvurulur. Bakanlığın uygun görüşü alınıp alternatif bir yöntem kullanılır.



İzleme yöntemi belirlenirken İ&R Tebliği EK-3 de mutlaka gözden geçirilmelidir. Çünkü, İ&R Tebliği EK-3'te, faaliyetler için özel izleme yöntemleri sunulmuştur.

İşletme, hesaplama temelli yöntem, ölçüm temelli yöntem ve asgari yöntemi farklı kaynak akışları için birleştirerek de kullanılabilir. Yakıtların yakılmasında veya proseslerde söz konusu olan kaynak akışlarından bir ya da birkaçında biyokütle kullanılması veya kademe uygulamasında teknik zorluk söz konusu olması durumunda asgari yöntem belirli şartlar dahilinde kullanılabilir [Bkz. Bl. 5.2].

Farklı emisyon kaynağı ve kaynak akışları için yöntemlerin birleştirilebilmesi için İ&R Tebliği Madde 19 (2) uyarınca emisyon ile ilgili veri eksikliklerinin veya mükerrer sayımın oluşmasının önlenmesi gerekmektedir. Yöntemlerin birleştirilmesine örnek olarak: adipik asit üreten bir tesis yakıtların yakılmasından kaynaklı emisyonu hesaplama temelli yöntem ile belirlerken, proses kaynaklı N₂O emisyonunu belirlemek için ölçüm temelli yöntem kullanabilir.

Her bir izleme yöntemi (asgarî yöntem, hesaplama temelli yöntem ve ölçüm temelli yöntem) bu bölümde daha detaylı incelenmiştir.



İzleme yöntemleri Bakanlığa sunulacak olan İzleme Planında belirtilecektir.



İşletme İzleme Planı'nın "İzleme Yöntemleri" sekmesinde tesiste uygulanacak izleme yöntemlerine ait kutucukları işaretledikten sonra uygulama ilgili sekmeleri otomatik olarak açacaktır.

5.2 Asgarî Yöntem

İzleme yöntemleri, kademeye dayanan ve dayanmayan şeklinde iki ana başlıkta sınıflandırılmıştır [Bkz. Şekil 9]. Kademe sisteminin uygulanmasının teknik olarak makul olmadığı durumlarda aşağıdaki bütün özel koşulların karşılanması şartıyla işletmeye asgari yöntem kullanabilme alternatifi sunulmuştur [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 asgarî 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'ı ve kategori C tesisleri için %2,5'i aşmadığını gösterdiği durumlardır."

Yakıt olarak biyokütle kullanan tesisler için asgari yöntemin kullanılabilmesi 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."



Kademeye ilgili daha ayrıntılı bilgi ve açıklamayı Bölüm 5.3.5'te "Kademeler" başlığı altında bulabilirsiniz.

İşletme farklı kaynak akışları için asgari yöntem, ölçüm temelli yöntem ve hesaplama temelli yöntem kullanabilir.

İşletme, asgari yöntemi uyguladığı kaynak akış(lar)ında en az kademe 1'i uygulamanın teknik olarak elverişsiz olmasına ilişkin bilgi ve belgeleri Bakanlığa gönderir. Ancak, en az kademe 1'e ulaşmak için gerekli önlemler teknik olarak elverişli hale geldiğinde, işletme izleme planında gerekli değişiklikleri yaparak Bakanlığa sunar [Bkz. İ&R Tebliği Madde 59 (3)].



Asgari yöntemin izleme yöntemi olarak seçildiği durumlarda İzleme Planında "Asgari Yöntem (Kademeye Dayanmayan)" sekmesinde bu yöntem kapsamında kullanılan formüller de dâhil olmak üzere CO₂ emisyonlarını izlerken kullanılan yaklaşıma ait bilgiler "CO₂ Emisyonlarını İzlemek İçin Kullanılan Asgari Yöntem" başlığı altındaki boşluğa girilir. Sonrasında "Kullanılan Asgari Yöntemin İ&R Tebliği Madde 20 ile Uyumluluğunun Açıklaması" başlığı altına İ&R Tebliği Madde 20 uyarınca asgari yöntemin kullanılabilmesine yönelik gerekçeler girilir. Mevcut ise, açıklamalarla ilgili ek doküman, "Ek Dokümanı İlişkilendir" başlığı altına girilir. En son ise belirsizlik analizinde kullanılan prosedürler "İ&R Tebliği Madde 20'de istenilen Belirsizlik Analizini Gerçekleştirmek İçin Kullanılan Prosedür" başlığı altında uygulamaya yüklenir.

5.3 Hesaplama Temelli Yöntem

İşletme, CO₂ emisyonlarını bildirirken sürekli ölçüm temelli sistemlerin (SEÖS) olmadığı durumlarda hesaplama temelli yöntem kullanır. Diğer sera gazları için N₂O emisyonları ölçüm temelli yöntem, PFC emisyonları ise hesaplama temelli yöntem ile belirlenir. PFC emisyonları da hesaplama temelli yöntem ile hesaplanırken standart ve kütle denge yönteminden farklı olarak eğitim ve aşırı gerilim yöntemleri kullanılır. Hesaplama temelli yöntem; faaliyet verisi (tüketilen yakıt ve veya giren/çıkan madde) üzerinden sera gazı emisyonlarının hesaplanması yaklaşımına denir.

Şekil 10 [Bkz. Bl. 5.3], hesaplama temelli yöntem başlığı altında izlenecek adımları sırasıyla göstermektedir. Özetlemek gerekirse: hesaplama temelli yöntem seçildikten sonra CO₂ emisyonlarının hangi yöntemle (standart yöntem, kütle denge yöntemi) izleneceği belirlenir. Sonrasında tesisteki kaynak akışları belirlenir, sınıflandırılır ve her bir kaynak akışına ait kademeler belirlenir. Bu kademeler, faaliyet verilerinin ve hesaplama faktörlerinin tespit edilmesinde gerekli olan koşulları belirler. Faaliyet verileri ve hesaplama faktörleri belirlendikten sonra kaynak akışları içerisinde biyokütleden kaynaklanan kaynak akışı var ise, bu kaynak akışının yalnızca biyokütle içerip içermemesi durumuna göre emisyonların hesaplanmasında gerekli olan bazı parametrelerde değişiklikler yapılır.

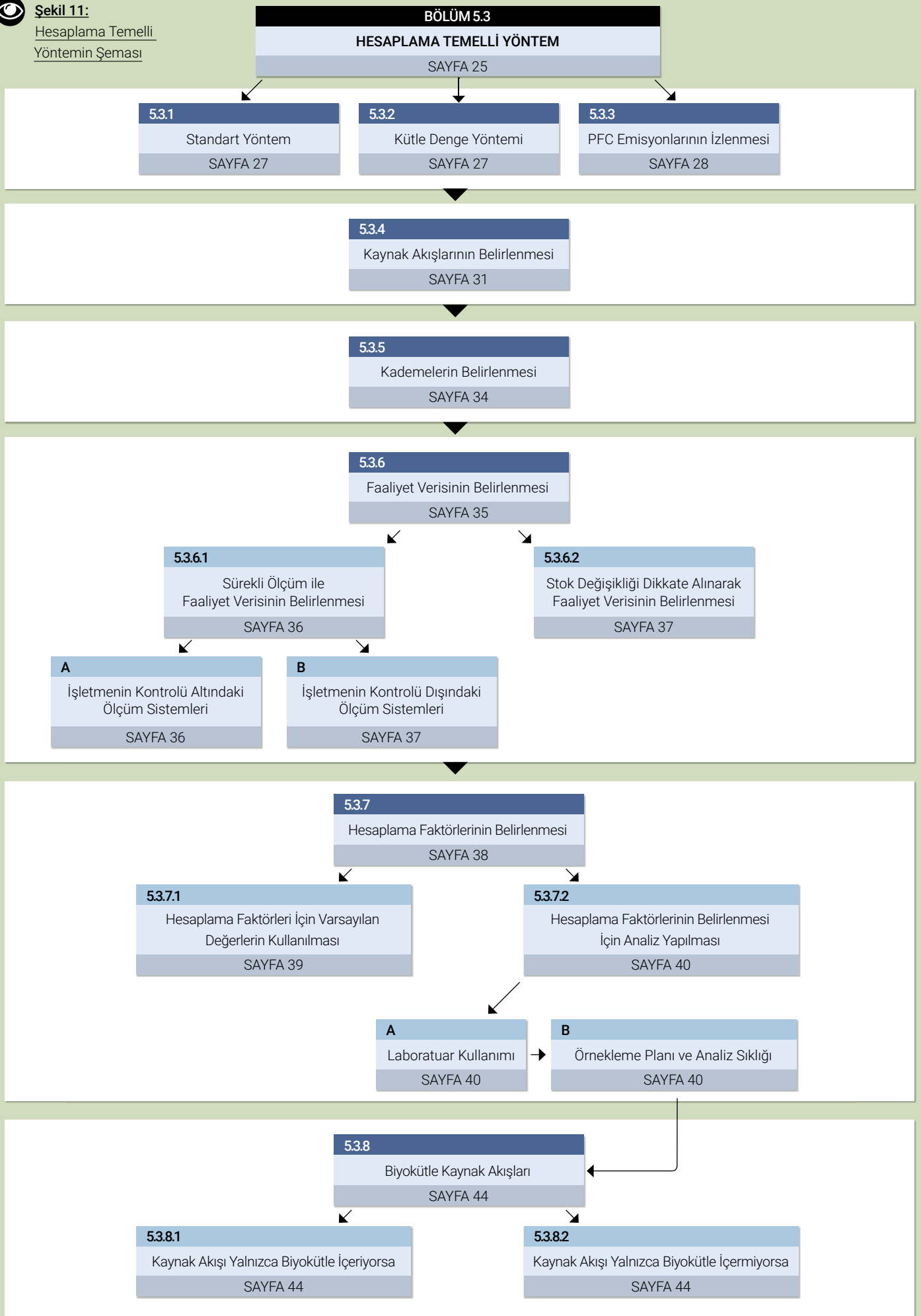
Standart yöntem kullanılırken genellikle faaliyet verisi ile sera gazı emisyonları ilişkilendirilir. Bu ilişkinin kurulmasının zor olduğu faaliyetlerde (örneğin; entegre demir-çelik tesisleri) kütle denge yöntemi tercih edilir.



Tesisteki CO₂ emisyonlarının hesaplama temelli yöntem ile izlenilmesine karar verildiyse, İzleme Planındaki "Hesaplama Temelli Yöntem" sekmesi doldurulur. "CO₂ Emisyonlarını İzlemek İçin Kullanılan Hesaplama Temelli Yöntem" başlığı altına, kullanılan yöntemin açıklaması, kullanılan formüller, CO₂ emisyonlarını izlemek için kullanılan hesaplama temelli yöntemin kısa bir açıklaması girilecektir. Uygulanacak olan yöntemin detayları için "5.3.1 Standart Yöntem" ve "5.3.2 Kütle Denge Yöntemi" başlıklarına bakınız. Mevcut ise, hesaplama ve açıklamalarla ilgili ek doküman "Ek Dokümanı İlişkilendir" başlığı altında uygulamaya yüklenir. Belirsizlik değerlendirmesinin uygulamaya girilmesi için iki opsiyon mevcuttur: kaynak akışlarına ait belirsizliklerin tamamını içeren "Belirsizlik Değerlendirilmesi Tayin Dokümanı" "Hesaplama Temelli Yöntem için Gerekli Bilgiler" başlığı altında uygulamaya yüklenebilir ya da her bir kaynak akışına ait belirsizlik ayrı ayrı "Kaynak Akışları" bölümünde de uygulamaya yüklenebilir. Hesaplama verilerinin girilmesi "Kaynak Akışları" bölümünden yapılacaktır. "Yeni Kaynak Akışı Ekle" butonundan kaynak akışı uygulamaya tanımlandıktan ve "Kaynak Akışları" listesinde eklendikten sonra "Düzenle" butonu ile gerekli veriler uygulamaya girilir.



Şekil 11:
Hesaplama Temelli
Yöntemin Şeması



5.3.1 Standart Yöntem

Standart yöntem yaklaşımı; faaliyetlerden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının faaliyet verilerinin (örneğin; tüketilen yakıt miktarı veya proses girdi malzemesi) bir hesaplama faktörü (emisyon faktörü, NKD) ve diğer faktörler (örneğin; yanma emisyonları için yükseltgenme faktörü ve proses emisyonları için dönüşüm faktörü) ile çarpılarak hesaplanmasıdır (Denklem 4 ve Denklem 5). Emisyonların standart yöntemle hesaplanmasında yakıtların yanmasından kaynaklanan CO₂ emisyonları "Yanma Emisyonları"; prosesten kaynaklanan CO₂ emisyonları "Proses Emisyonları" başlığı altında incelenmektedir.

5.3.1.1 Yanma Emisyonları

Standart yöntemde yakıtların yanmasından kaynaklanan sera gazı emisyonları; Denklem 4'te gösterildiği üzere kaynak akışı başına NKD'nin terajul (TJ) olarak ifade edildiği yanan yakıt miktarı ile ilgili faaliyet verisi NKD kullanımı ile tutarlı olan ve terajul başına ton CO₂ (t CO₂/TJ) olarak ifade edilen ilgili emisyon faktörü ve ilgili yükseltgenme faktörü ile çarpılarak hesaplanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 22 (1)].



EF ve NKD için referans değeri İ&R Tebliği EK-5'te bulabilirsiniz. Faaliyet verisini "5.3.6 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi" başlığı altında bulabilirsiniz. Yükseltgenme faktörüne ilişkin açıklamaları İ&R Tebliği Madde 35'te bulabilirsiniz.



Denklem 4:

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

$$\text{Emisyon} = [\text{tCO}_2]$$

$$\text{FV} = \text{Faaliyet Verisi} [\text{TJ, t ya da Nm}^3]$$

$$\text{NKD} = \text{Net Kalorifik Değer} [\text{TJ/Gg}]$$

$$\text{EF} = \text{Emisyon Faktörü} [\text{tCO}_2/\text{TJ, tCO}_2/\text{t ya da tCO}_2/\text{Nm}^3]$$

$$\text{YF} = \text{Yükseltgenme Faktörü} [-]$$

5.3.1.2 Proses Emisyonları

Standart yöntemde işletme, proses emisyonlarından kaynaklanan sera gazı emisyonlarını Denklem 5'te gösterildiği üzere kaynak akışı başına proses emisyonlarını ifade eden malzeme tüketimi, hammadde miktarı veya üretim çıktısı ile ilgili emisyon faktörü ve dönüşüm faktörü ile çarpılarak belirlir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 22 (2)].



EF ve NKD için referans değerleri İ&R Tebliği EK-5'te bulabilirsiniz. Faaliyet verisini "5.3.6 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi" başlığı altında bulabilirsiniz. Dönüşüm faktörüne ilişkin açıklamaları İ&R Tebliği Madde 35'te bulabilirsiniz.



Denklem 5:

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

$$\text{FV} = \text{Faaliyet Verisi} [\text{TJ, t ya da Nm}^3]$$

$$\text{EF} = \text{Emisyon Faktörü} [\text{tCO}_2/\text{TJ, tCO}_2/\text{t ya da tCO}_2/\text{Nm}^3]$$

$$\text{DF} = \text{Dönüşüm Faktörü} [-]$$

Unutulmamalıdır ki faaliyet verisi hem girdi verisini (örneğin; kireç taşı ya da soda külü) hem de çıktı verisini (örneğin; klinker) kaynak olarak alabilir. Bu amaçla da İ&R Tebliği EK-3'te hesaplama temelli yöntem kullanılarak emisyonları hesaplanan bazı spesifik faaliyetler için Yöntem A (girdi temelli) ve Yöntem B (çıkıta temelli) olmak üzere iki yöntem önerilmektedir [Bkz. Bl. 5.3.6].

5.3.2 Kütle Denge Yöntemi

Standart yöntem kullanılan tesislerde genellikle faaliyetlerde kullanılan yakıt ya da malzeme direkt olarak emisyonla bağlantılıdır (örneğin; çimento). Ancak, bazı tesislerde (örneğin; entegre demir-çelik tesisleri) girdi malzemeleriyle emisyonları ilişkilendirmek zor olabilmektedir. Bu durumlarda kütle denge

yöntemi kullanılmaktadır. Kütle denge yöntemi kullanılırken kütle dengesi tarafından kapsanan tüm kaynak akışları göz önünde bulundurulmalıdır.

Kütle denge yöntemindeki girdi ve çıktı kaynak akışlarına ilişkin örnek aşağıda verilmiştir.



Kütle denge yöntemi ile ilgili bilgiyi İ&R Tebliği Madde 23'te bulabilirsiniz.



Örnek 8:

Örneğin; bir çelik üretim tesisi için kütle denge yöntemi uygulanmaya karar verildiğinde kaynak akışları aşağıdaki gibi sınıflandırılabilir:

- Giren Kaynak Akışları: Hurda, pik, demir ve alaşım bileşenleri
- Çıkan Kaynak Akışları: Ürünler ve cüruf

Kütle denge yöntemiyle hesaplanan emisyonlar, ünite sınırlarına giren ve sınırlarından çıkan karbon miktarı temel alınarak Denklem 6'daki gibi hesaplanır.



Denklem 6:

Kütle Denge Yöntemi Kuralı:

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

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

(İ&R Tebliği Madde 23)

Her bir giren ve çıkan kaynak akışı için Denklem 7 kullanılarak emisyon miktarı hesaplanır. Toplam tesis emisyon miktarı Denklem 6'da gösterildiği gibi giren ve çıkan karbon temel alınarak hesaplanır. Kütle Denge Yöntemi kullanıldığı durumlarda tesiste CO akışı varsa, CO₂ molar eşdeğer miktarı olarak kütle dengesinde hesaplanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 23].



EF ve NKD için referans değerler İ&R Tebliği EK-5'te bulabilirsiniz. Faaliyet verisine ilişkin açıklamaları "5.3.6 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi" başlığı altında bulabilirsiniz. Yükseltgenme faktörüne ilişkin açıklamaları İ&R Tebliği Madde 35'te bulabilirsiniz.



Denklem 7:

$$\text{Emisyon} = \sum (f \times FVi \times Ci)$$

- tCO₂/TJ olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: C=(EF x NKD) / f
- tCO₂/Nm³ veya tCO₂/t olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: C = EF / f

$$f = 3,664 \text{ tCO}_2/\text{tC} \text{ (İ&R Tebliği Madde 23 (1))}$$

$$\text{EF} = \text{Emisyon Faktörü [tCO}_2/\text{TJ, tCO}_2/\text{t ya da tCO}_2/\text{Nm}^3]$$

$$\text{NKD} = \text{Net Kalorifik Değer [TJ/t veya Tj/Nm}^3]$$

$$\text{FV} = \text{Faaliyet Verisi [t]}$$

$$\text{C} = \text{Karbon içeriği [-]}$$



EF ve NKD için referans değerler İ&R Tebliği EK-5'te ve bu kılavuzdaki "5.3.6 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi" başlığı altında bulabilirsiniz.

Denklem 7'de 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.

5.3.3 PFC Emisyonlarının İzlenmesi

Yönetmelik uyarınca PFC (perflorokarbon) emisyonları yalnızca birincil alüminyum üretimi faaliyetinden kaynaklanan CF₄ ve C₂F₆ gazlarını kapsar ve hesaplama temelli yöntem ile izlenir. PFC emisyonlarının belirlenmesinde kullanılan yöntem, Yöntem A (hücre-gün başına anot etki dakikaları kaydedilir) ve Yöntem B (anot etkisi aşırı gerilimi kaydedilir) olmak üzere ikiye ayrılır. Bu iki yöntem aşağıda detaylı olarak anlatılmaktadır. Kaçak emisyonlar dâhil olmak üzere anot etkisinden kaynaklanan emisyonlar bu izleme yöntemi

kapsamına dâhil edilir. Kaçak emisyonlar, belirlenmiş bir emisyon noktası olmayan veya münferit olarak izlenemeyecek kadar çok çeşitli veya çok küçük kaynaklardan çıkan, düzensiz veya amaçlanmayan emisyonları ifade eder [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4 (s)].



İlgili CO₂ emisyonları için elektrot üretiminden kaynaklanan emisyonlar da dâhil olmak üzere İ&R Tebliği EK-3 Bl.7'ye bakınız, ilgili PFC emisyonları için İ&R Tebliği EK-3 Bl.8'e bakınız.



Tesiste PFC emisyonuna neden olacak faaliyet gerçekleşiyorsa İzleme Planında "Hesaplama Temelli Yöntem" sekmesinde açıklanmalıdır. "Hesaplama Temelli Yöntem için Gerekli Bilgiler" başlığı altına PFC emisyonlarının belirlenmesi ve CO₂ (eşd) emisyonlarına dönüştürülmesi için kullanılan yaklaşımın tarifi ve bu kapsamda kullanılan formüller girilecektir. Hesaplamalar ve açıklamalarla ilgili ek doküman "Ek Dokümanı İlişkilendir" başlığı altında uygulamaya yüklenir. PFC emisyonlarını belirlerken kullanılacak olan yöntem, yani Yöntem A (Eğim Yöntemi) ya da Yöntem B (Aşırı Gerilim Yöntemi) yine bu bölümde belirtilmelidir. PFC hesaplamalarıyla ilgili, faaliyet verisi, hesaplama faktörleri gibi detaylar "PFC kaynak akışları" bölümünde uygulamaya tanıtılır. Bunun için "Yeni Kaynak Akışı Ekle" butonundan kaynak akışı tanımlandıktan ve kaynak akışları listesinde eklendikten sonra "Düzenle" butonu ile gerekli veriler uygulamaya girilir.

PFC emisyonları, kanalın toplama verimliliğini kullanarak kaçak emisyonlardan hesaplanmasının yanı sıra, kanaldaki veya bacadaki ('noktasal kaynaklı emisyonlar') ölçülebilen emisyonlardan da hesaplanır [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 8].

Bu açıklama ışığında toplam PFC emisyonlarının belirlenmesi Denklem 8 ile ifade edilmiştir.



Denklem 8:

$$\text{Toplam PFC Emisyonları} = \frac{\text{Kanaldaki PFC Emisyonları}}{\text{Toplama Verimliliği}}$$

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

5.3.3.1 Hesaplama Yöntemi A (Eğim Yöntemi)

Hesaplama Yöntemi A'da hücre-gün başına anot etki dakikaları kaydedilir. Bu yöntemin uygulanması sırasında önce CF₄ emisyonları Denklem 9 ile belirlenir ve sonrasında C₂F₆ emisyonları Denklem 10 ile belirlenir.



Denklem 9:

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

CF₄ emisyonları [t]

AED = Anot etkisi dakikası / hücre-gün

EEF_{CF₄} = Eğim emisyon faktörü [(kg CF₄ / 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 (İ&R Tebliği EK-3.8.B):

AED = sıklık × ortalama süre



Denklem 10:

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

C₂F₆ emisyonları [t]

F_{C₂F₆} = C₂F₆ ağırlık oranı

[t C₂F₆ / t CF₄]

Yöntem A uygulayacak işletmelerin kullanacağı emisyon faktörleri, ilgili tanımlar, hesaplama ayrıntıları ve uygun kademe seçimi [Bkz. Bl. 5.3.5] ile ilgili şartlar, Tebliğ'de verilmektedir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 8].

5.3.3.2 Hesaplama Yöntemi B (Aşırı Gerilim Yöntemi)

Hesaplama Yöntemi B'de anot etkisi aşırı gerilimi kaydedilir. Hesaplama Yöntemi A'da olduğu gibi bu yöntemin uygulanması sırasında önce CF₄ emisyonları Denklem 11 ile belirlenir ve C₂F₆ emisyonları Denklem 12 ile sonrasında belirlenir.



Denklem 11:

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

CF₄ emisyonları [t]

AGK = Aşırı gerilim (mV) başına üretilen alüminyumun tonu başına kg CF₄ olarak ifade edilen aşırı gerilim katsayısı ('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 [%]

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 (İ&R Tebliği EK-3 Bl.8.B)

Denklem 12 :

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

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

Yöntem B uygulayacak işletmelerin kullanacağı emisyon faktörleri, ilgili tanımlar, hesaplama ayrıntıları ve uygun kademe seçimi [Bkz. Bl. 5.3.5] ile ilgili şartlar, Tebliğ'de verilmektedir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 8].



PFC emisyonları için gerekli kademe uygulama tarafından otomatik olarak belirlenecek ve "Gereken Kademe Seviyesi" girdisinde belirtilecektir. İşletme gerekli kademeyi uygulayamadığı durumlar için "Açıklamalar" başlığı altında ilgili açıklama ve gerekçeyi belirtmelidir.

5.3.3.3 CO₂ (eşd) Emisyonlarının Hesaplanması

Sera gazlarının her birinin farklı bir küresel ısınma potansiyeli (KIP) katsayısı olduğu için PFC emisyonları Yöntem A ya da Yöntem B ile hesaplandıktan sonra Denklem 13 ile karbondioksit eşdeğeri birimine çevrilmelidir.



İlgili Küresel Isınma Potansiyelleri değerlerini İ&R Tebliği EK-5. Bl.3'te bulabilirsiniz.



Denklem 13:

$$PFC \text{ Emisyonları [tCO}_2 \text{ (eşd)}] = (CF_4 \text{ emisyonları} \times KIP_{CF_4}) + (C_2F_6 \text{ emisyonları} \times KIP_{C_2F_6})$$

CF₄ / C₂F₆ emisyonları = [t]

KIP_{CF4} / KIP_{C2F6} = Küresel Isınma Potansiyeli = [tCO₂ (eşd) / tCF₄] veya [tCO₂ (eşd) / tC₂F₆]

5.3.4 Kaynak Akışı

Kaynak akışı, hesaplama temelli yöntem kullanılırken izlenmesi gereken tüm girdi ve çıktıları (örneğin; tesise giren veya çıkan yakıt ya da malzeme) ifade etmektedir. Hesaplama temelli yöntem uygulanırken eğer yakıtların yanması söz konusu ise, işletme, yakıtların yanması sırasında tüketilen yakıt miktarını kullanarak sera gazı emisyonlarını hesaplar [Bkz. Bl. 5.1]. Ek faaliyetler için ise hammadde ya da ürüne ait veriler kullanılarak sera gazı emisyonları hesaplanabilir. Tesiste emisyonlar üzerinde doğrudan bir etkiye sahip olan tüketilen yakıt (örneğin; doğal gaz), kullanılan malzeme ya da üretilen malzemeler bu tesisin kaynak akışlarıdır. Örneğin; seramik üretiminde emisyon kaynaklarından biri kalsinasyondur ve bu faaliyetin kaynak akışı seramik hammaddesidir.



Kaynak Akışları, “Hesap Temelli Yöntem” sekmesinde “Kaynak Akışları” başlığı altında “Yeni Kaynak Akışı Tanımla” butonu kullanılarak uygulamaya tanıtılacak ve kaynak akışları listesine eklenecektir. Ardından, faaliyet verisi hesaplama faktörleri gibi detayların belirtilmesi için “Düzenle” butonundan “Kaynak Akışları” sayfasına gidilir ve ilgili kaynak akışına ait gerekli veriler bu sayfada uygulamaya girilir.

Kaynak akışları; büyük, küçük ve önemsiz kaynak akışları olmak üzere üç sınıfa ayrılmaktadır [Bkz. Şekil 11]. Kaynak akışlarının sınıflandırılabilmesi için bu kaynaklara ait tahmini emisyonlar hesaplanmalıdır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 17 (3)]. Bu sınıflandırma yapıldıktan sonra her bir kaynak akışına ait kademeler tespit edilerek faaliyet verileri ve hesaplama faktörleri için koşullar belirlenir.

İzleme Planında sunulmak üzere her bir kaynak akışı için tahmini emisyon hesaplanır. Bölüm 4.4’te “Tesisin Yıllık Tahmini Emisyonlarının Belirlenmesi” başlığı altında tahmini emisyonların hesaplanmasına ilişkin daha detaylı bilgi ve örnek bulunmaktadır. Tahmini emisyonların belirlenmesinde; hesaplama faktörleri yerine standart değerler ve faaliyet verileri yerine kaynak akışlarının bir önceki takvim yılına ait faaliyet verileri kullanılarak her bir kaynak akışı için tahmini sera gazı emisyonu hesaplanır. Kütle denge yönteminin kullanıldığı durumlarda Denklem 6 [Bkz. Bl. 5.3.2] kullanılır. Denklem 6’da çıkarma işlemi kullanıldığı için çıktı kaynak akışları pozitif (+) olarak alınmalıdır. Ancak burada altı çizilen önemli bir husus, İzleme Planında çıktı kaynak akışlarının eksi (-) olarak gösterilmesi gerektiğidir. Şekil 11’de [Bkz. Bl. 5.3.4] bu sınıflandırma yapılırken gerekli olan yıllık tahmini emisyon miktarına ait bilgileri bulabilirsiniz.

Kaynak akışlarının sınıflandırılması şu şekilde yapılır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 17 (3)];

•**Önemsiz kaynak akışı: Mutlak değer olarak hangisi daha yüksekse;**

Emisyona tesir eden belirli bir yakıt ya da malzeme akışı yıllık 1.000 tCO₂’den küçük veya yılda 20.000 tCO₂’yi aşmamak kaydıyla toplam emisyonların %2’sinden daha düşük ise önemsiz kaynak akışı olarak sınıflandırılır. Birden fazla önemsiz kaynak akışı olması durumunda bu akışların toplamı yılda 20.000 tCO₂’yi aşıyorsa ilgili önemsiz kaynak akışları, küçük kaynak akışı olarak sınıflandırılır.

•**Küçük kaynak akışı: Mutlak değer olarak hangisi daha yüksekse;**

Emisyona tesir eden belirli bir yakıt ya da malzeme akışı yıllık 5.000 tCO₂’den küçük; veya yılda 100.000 tCO₂’yi aşmamak kaydıyla bu kaynak akışının emisyonlara olan katkısı toplam emisyonların %10’nundan daha düşük ise küçük kaynak akışı olarak sınıflandırılır. Birden fazla küçük kaynak akışı olması durumunda bu akışların toplamı yılda 100.000 tCO₂’yi aşıyorsa ilgili küçük kaynak akışları, büyük kaynak akışı olarak sınıflandırılır.

•**Büyük kaynak akışı: Önemsiz veya küçük kaynak akışı olarak**

sınıflandıramayan kaynak akışları, büyük kaynak akışı olarak sınıflandırılır.

Kaynak akışları, hesaplama temelli yöntemlerle sınıflandırılır. Sınıflandırma yapılırken yukarıda değinildiği gibi ilgili kaynak akışı emisyonun toplam emisyon içindeki yüzde payına bakılır. Bu pay hesaplanırken ölçüm temelli yöntemlerle belirlenmiş olan emisyonlar da toplam emisyonlara eklenmelidir [Bkz. Örnek 9]. Ölçüm temelli yöntemle izlenen sera gazı emisyonları için kademeler kaynak akışı kategorisi yerine yılda 5.000 tCO₂'yi aşır aşmadıklarına göre küçük veya büyük ölçüm noktası [Bkz. Bl.5.4.3] olarak belirlenir.



Şekil 11:

Kaynak Akışlarının
Sınıflandırılması

KÜÇÜK KAYNAK AKIŞI

Mutlak Değer olarak hangisi daha büyükse;

- Kaynak akışının emisyonlara olan katkısının toplamı yılda **5.000** ton fosil CO₂'den daha düşük ise ya da
- Yılda **100.000** ton toplam fosil CO₂'yi aşmamak kaydıyla toplam emisyonların **%10'**undan daha düşük ise kaynak akışı küçük kaynak akışı olarak sınıflandırılabilir.

ÖNEMSİZ KAYNAK AKIŞI

Mutlak Değer olarak hangisi daha büyükse;

- Kaynak akışının emisyonlara olan katkısının toplamı yılda **1.000** ton fosil CO₂'den daha düşük ise ya da
- Yılda **20.000** ton toplam fosil CO₂'yi aşmamak kaydıyla toplam emisyonların **%2'sinden** daha düşük ise kaynak akışı küçük kaynak akışı olarak sınıflandırılabilir.

BÜYÜK KAYNAK AKIŞI

- Küçük ya da önemsiz kaynak akışı şartlarını sağlamıyor ise kaynak akışı, büyük kaynak akışı olarak sınıflandırılabilir.

Kaynak akışlarının ve bu kaynak akışlarına ait tahmini emisyonun belirlenmesi ve durumu kapsayan örnek, Örnek 9'da [Bkz. Bl. 5.3.4] verilmiştir.



Kaynak akışlarının neler olduğu İzleme Planında "Kaynak Akışları" başlığı altında tanımlanır ve tanımlanan kaynak akışları uygulamada listelenir. Ardından "Düzenle" butonu kullanıcıyı "Kaynak Akışları" sayfasında yönlendirir. Bu sayfada kaynak akışlarıyla ilgili diğer bilgilere yer verilecektir.

Kaynak akışlarına ait tahmini emisyonlar "Tahmini Emisyon" girdisine girilir ve olası kaynak akış kategorileri "Olası Kategori" girdisinde uygulama tarafından belirlenir ve gösterilir. verilen notta olduğu gibi olası kaynak akışı kategorisi ile seçilen Olası kaynak akış kategorisi ile Seçilen kategori tutarlı değilse, uygulamada bir hata mesajı çıkar. Bu durumda iki kategorinin tutarlı olması ya da seçilen kategori ile olası kategorinin farklı olmasının sebebinin açıklama kutusunda açıklanması gerekir.

Kaynak akışlarına ait tahmini emisyonların toplamı, "Tahmini Toplam Emisyon" sekmesinde "Tesis Faaliyetleri" başlığı altında "Tahmini Yıllık Emisyonlar" girdisinde girilen emisyon miktarını sağlamalıdır. Aksi halde "Hesap Temelli Yöntem" sekmesinde bir hata mesajı belirir.



Örnek 9

Tesis: Seramik Fabrikası

Faaliyetler: Seramik ürünleri üretimi, Yakıtların yanması

Salınan Gazlar: CO₂

Kaynak Akışı: Seramik Hammaddesi, Kok Kömürü, Doğal Gaz, Atık Yağ

Faaliyet Verisi: Seramik Hammaddesi (1.000.000 ton), Kok Kömürü (300.000 ton), Doğal Gaz (100.000 Nm³), Atık Yağ (5.000 ton)

Faaliyet verileri bir önceki takvim yılında tesis tarafından harcanan yakıt miktarı ve hammadde.

Hesaplama Faktörleri:

Kok kömürü kaynak akışı için:

Emisyon Faktörü = 94,6 tCO₂/TJ (İ&R Tebliği EK-5 Bl.1)

NKD = 28,2 TJ/Gg (İ&R Tebliği EK-5 Bl.1)

Doğal Gaz kaynak akışı için :

Emisyon Faktörü = 56,1 tCO₂/TJ (İ&R Tebliği EK-5 Bl.1)

NKD = 48 TJ/Gg (İ&R Tebliği EK-5 Bl.1)

Yoğunluk = 0,75 kg/Nm³

Atık Yağ kaynak akışı için :

Emisyon Faktörü = 73,3 tCO₂/TJ (İ&R Tebliği EK-5 Bl.1)

NKD = 40,2 TJ/Gg (İ&R Tebliği EK-5 Bl.1)

Seramik hammaddesi kaynak akışı için:

Emisyon Faktörü = 0,08794 tCO₂/ton kuru kil

(İ&R Tebliği EK-3 Bl.12.B)

Tahmini Toplam Emisyon Miktarı:

•Yanma Emisyonları:

Emisyon = Emisyon Faktörü x NKD x Faaliyet Verisi x Dönüşüm Faktörü

Kok kömürü kaynak akışından kaynaklanan:

Emisyon = 94,6 tCO₂/TJ x 28,2 TJ/Gg x 300.000 t x 1 x 0,001 Gg/ton

Emisyon = 800.316 t CO₂

Doğal gaz kaynak akışından kaynaklanan:

Emisyon = 56,1 tCO₂/TJ x 48,0 TJ/Gg x 0,75 kg/Nm³ x 100.000 t x 1 x 0,001 Gg/ton

Emisyon = 201.960 t CO₂

Atık yağ kaynak akışından kaynaklanan:

Emisyon = 73,3 tCO₂/TJ x 40,2 TJ/Gg x 5.000 t x 1 x 0,001 Gg/ton

Emisyon = 14.733 t CO₂

(İhtiyatlı bir tahminde bulunmak için yükseltgenme ve dönüşüm faktörleri 1 alınmıştır.)

•Proses Emisyonları:

Emisyon = Emisyon Faktörü x Faaliyet Verisi x Dönüşüm Faktörü

Seramik hammaddesi kaynak akışı için:

Emisyon Faktörü = 0,08794 tCO₂/ ton kuru kil (İ&R Tebliği EK-3 Bl.12.B)

Emisyon = 1.000.000 ton kuru kil x 0,08794 tCO₂/ton kuru kil x 1

Emisyon = 87.940 t CO₂

Tesisin Tahmini Toplam Emisyonu : 800.316 t CO₂ + 201.960 t CO₂ + 14.733 t CO₂ + 87.940 t CO₂ = 1.104.949 t CO₂

Tesis ve Kaynak Akışı Kategorisi

Tesis Kategorisi

TOPLAM EMİSYON	BELİRLENEN KATEGORİ	AÇIKLAMA
1.104.949 t CO ₂	KATEGORİ C TESİS	İ&R Tebliği 17 (2) uyarınca yıllık sera gazı emisyonu 500.000 t CO ₂ yüksek olan tesisler Kategori C tesisidir.

NOT:

Eğer toplam tahmini emisyonu 30.000 tCO₂ olan bir kaynak akışı daha olsaydı bu kaynak akışı da İ&R Tebliği Madde 17 (3) uyarınca küçük kaynak akışı olarak sınıflandırılacaktı. Ancak tesiste biri 30.000 tCO₂, bir diğeri 87.940 tCO₂ olan iki tane önemsiz kaynak akışı olacak ve küçük kaynak akışlarının toplam emisyonlara katkısı 117.940 tCO₂ olacaktır. İ&R Tebliği Madde 17 (3) uyarınca küçük kaynak akışlarının toplamı 100.000 tCO₂'yi geçeceği için bu kaynak akışlarından bir tanesi bir derece daha yüksek kategori olan büyük kaynak akışı olarak seçilir.

Eğer tesiste ölçüm temelli yöntemle izlenen ek bir emisyon kaynağı olsaydı (örn. 200.000 tCO₂), önemsiz ve küçük kaynak akışlarında yapılan sınıflandırmada kontrol edilen %2 ve %10 sınırları, hesaplama ve ölçüm temelli yöntemlerin toplamına (1.304.949 t CO₂) göre hesaplanacaktı. Ölçüm temelli yöntemle izlenen 200.000 tCO₂'lik emisyon kaynağı, 5.000 tCO₂ sınırını aştığı için büyük ölçüm noktası olarak tanımlanarak kademesi ona göre belirlenecekti [Bkz. Bl.5.4.3].

Ölçüm temelli yöntem uygulanan, SEÖS kullanılan durumlarda kaynak akışı kategorisinin belirlenmesi için [Bkz. Bl.5.4.3].

Kaynak Akışı Kategorisi

KAYNAK AKIŞI ADI	EMİSYONA KATKISI	KATEGORİSİ	AÇIKLAMA
ATIK YAĞ	14.733 t CO ₂	ÖNEMSİZ KAYNAK AKIŞI	İ&R Tebliği Madde 17 (3.b) uyarınca bir ya da birden fazla kaynak akışı ya 2.000 t CO ₂ az ya da toplam emisyonun %2'sinden az ise önemsiz kaynak akışı olabilir. (Toplamı asla 20.000 t CO ₂ 'i geçemez.)
SERAMİK HAMMADESİ	87.940 t CO ₂	KÜÇÜK KAYNAK AKIŞI	İ&R Tebliği Madde 17 (3.a) uyarınca bir ya da birden fazla kaynak akışı ya 5.000 t CO ₂ az ya da toplam emisyonun %10'undan az ise küçük kaynak akışı olabilir. (Toplamı asla 100.000 t CO ₂ 'i geçemez.)
KOK KÖMÜRÜ	800.316 t CO ₂	BÜYÜK KAYNAK AKIŞI	İ&R Tebliği Madde 17 (3.c) uyarınca a ve b bendine uymayanlar büyük kaynak akışıdır.
DOĞAL GAZ	201.960 t CO ₂	BÜYÜK KAYNAK AKIŞI	İ&R Tebliği Madde 17 (3.c) uyarınca a ve b bendine uymayanlar büyük kaynak akışıdır.



İşletme, İ&R Tebliği Madde 11-a uyarınca tüm büyük/küçük kaynak akışlarında faaliyet verisinde belirsizlik değerine ve hesaplama faktörlerinde kademelere uyulduğuna dair bilgi ve belgeleri sunmakla yükümlüdür.

5.3.5 Kademelerin Belirlenmesi

Emisyonların belirlenmesi için gereken her bir parametre, farklı veri kalite düzeyleriyle belirlenir. Bu veri kalitesi düzeyine "kademe" adı verilmektedir. Bölüm 5 "İzleme Yöntemleri"nde Şekil 9'da [Bkz. Bl. 5] gösterildiği üzere hesaplama temelli yöntem ve ölçüm temelli yöntem kademelere dayanan izleme yöntemleridir. Kaynak akış kategorisinin belirlenmesinin ardından bu sınıflandırmaya göre kademeler belirlenir. Her bir kaynak akışı [Bkz. Bl. 5.3.4] için belirlenen kademe, faaliyet verilerinin ve hesaplama faktörlerinin belirlenmesinde gerekli olan koşulları ifade eder. Yıllık tahmini emisyonların hesaplanması, kademeye dayanmayan ihtiyatlı bir yöntem ile yapılır. Ancak Emisyon Raporunda yıllık emisyonlar kademeye göre belirlenecek faaliyet verisi ve hesaplama faktörü kullanılarak hesaplanacağı için kademenin doğru belirlenmesi önem teşkil etmektedir.

Kademe en düşükten en yükseğe: 1, 2a, 2b, 3 ve 4 şeklinde sıralanır. Ancak, 2a ve 2b kademeleri eşdeğer kademelerdir. Yani kademe 2a'nın bir yüksek seviyesi kademe 3 olmaktadır. Ve unutulmamalıdır ki her zaman en düşük kademe 1'dir.

Öncelikle hangi kademenin kullanılacağı belirlenmelidir. Kademe belirlenmesinde en kapsayıcı kural: "Aksi belirtilmediği takdirde en yüksek kademeyi uygulamak"tır. Ancak bu kuralın bazı istisnaları vardır. Yani kademe belirlenirken önce buradaki istisnalardan herhangi birinin tesis için geçerli olup olmadığına bakılır ve geçerli değilse uygulanabilir en yüksek kademe alınır. Ancak istisnalardan herhangi biri gerçekleşiyorsa bu istisnaî durum uygulanır. Söz konusu istisnaî durumlar aşağıda listelenmiştir:

- **Kategori A tesislerinde** her bir kaynak akışı için, İ&R Tebliği EK-4'te listelenen en düşük kademe uygulanır (İ&R Tebliği Madde 24 (1)(a)).
- Kaynak akışının **ticari standart yakıt** olması halinde İ&R Tebliği EK-4'te listelenen en düşük kademe uygulanır (İ&R Tebliği Madde 24 (1)(a)).
- İşletme, **önemsiz kaynak akışlarına** ilişkin faaliyet verisi ve her bir hesaplama faktörü için, ilave bir çaba olmadan herhangi bir kademeye ulaşamıyorsa, kademe kullanmak yerine ihtiyatlı tahminler yaparak faaliyet verisini ve her bir hesaplama faktörünü belirler (İ&R Tebliği Madde 24 (3)).
- İ&R Tebliği Madde 24 (5)'te tanımlanan, proses girdisi olarak kullanılan veya kütle dengesinde kullanılan yakıtlar için, Bakanlığın tCO_2/t veya tCO_2/Nm^3 olarak ifade edilen emisyon faktörlerinin kullanılmasına izin verdiği yakıtlar için NKD, İ&R Tebliği EK-2'de tanımlanan en yüksek kademeler yerine daha düşük kademeler kullanılarak izlenir.

Yükseltgenme ve Dönüşüm Faktörleri için Özel Durumlar:

- İşletme tercih ettiği durumlarda, yükseltgenme faktörü ve dönüşüm faktörü için İ&R Tebliği EK-2'de listelenen kademelerden en düşük kademeyi (en az kademe 1 olmak üzere) uygular (İ&R Tebliği Madde 24 (4)).
- Tamamlanmamış reaksiyonlarda yükseltgenme faktörü ve dönüşüm faktörü 1 alınabilir.

Uygulanacak olan kademenin teknik olarak elverişli olmadığı durumlar:



İ&R Tebliği Madde 4 (m) uyarınca faaliyet verisi: "Hesaplama temelli yöntemler kapsamında, terajul cinsinden enerji, ton cinsinden kütle veya gazlar için normal metre küp cinsinden hacim şeklinde ifade edilen, bir proses tarafından tüketilen veya üretilen yakıt veya maddelere ilişkin veriyi ifade eder." şeklinde tanımlanmıştır.



İ&R Tebliği Madde 4 (ö) uyarınca hesaplama faktörleri: "Net kalorifik değeri, emisyon faktörünü, ön emisyon faktörünü, yükseltgenme faktörünü, dönüştürme faktörünü, karbon içeriğini veya biyokütle oranını ifade eder" şeklinde tanımlanmıştır.



İ&R Tebliği Madde 4 (ii) uyarınca ticari standart yakıt: "Akaryakıt ve LPG dahil olmak üzere, belirlenmiş kalorifik değerinden %95 güven aralığında %1'den fazla sapma göstermeyen uluslararası standart haline gelmiş ticari yakıtı ifade eder" şeklinde tanımlanmıştır.



Hesaplama faktörleri ve faaliyet verileri için kullanılan kademelerin tanımlarını İ&R Tebliği EK-2'de bulabilirsiniz.

- Ancak uygulanması gereken kademenin teknik olarak elverişli olmadığı durumlarda **kategori A ve B tesisleri** (Bakanlığa belgelenmesi halinde) en düşük kademe 1 olmak koşuluyla 2 seviye daha düşük kademe uygulayabilir.
- Uygulanması gereken kademenin teknik olarak elverişli olmadığı durumlarda **kategori C tesisleri** (Bakanlığa belgelenmesi halinde) en düşük kademe 1 olmak koşuluyla 1 seviye daha düşük kademe uygulayabilir.
- İşletme, **küçük kaynak** akışlarına ilişkin faaliyet verisi ve her bir hesaplama faktörü için, uygulanan kademenin en düşük kademe 1 olması koşuluyla, teknik olarak elverişli olan en yüksek kademeyi uygular (İ&R Tebliği Madde 24 (2)).



Kademelerin belirlenmesine yönelik daha detaylı bilgi ve açıklamaları İ&R Tebliği Madde 24'te bulabilirsiniz.



İ&R Tebliği Madde 24 (1) uyarınca eğer tesiste uygulanması gereken en yüksek kademe uygulanmıyorsa Bakanlık, en düşük kademe 1 olmak koşuluyla, aşağıdaki koşulların karşılanması şartı ile üç yıla kadar bir geçiş dönemi için izin verebilir:

•“Uygulanması gereken kademenin teknik olarak elverişli olmadığına tespit edilmesi,

•“Uygulanması gereken kademeye nasıl ve ne zaman erişebileceği ile ilgili bir gelişim planının sunulması.”

Uygulanması gereken kademenin belirlenmesine ilişkin karar ağacı Şekil 13'te [Bkz. Bl. 5.3.8] verilmiştir. Örnek 10 [Bkz. Bl. 5.3.8], bu seçimi daha detaylı açıklamıştır.



Uygulamada hesaplama faktörleri için gereken kademe “Gereken Kademe Seviyesi” girdisinde otomatik olarak belirlenmektedir. Ancak kademenin teknik olarak uygulanamayacağı durumlarda uygulanan kademe farklı seçilebilir.

5.3.6 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi

Hesaplama temelli yöntemlerde faaliyet verisi; proses kaynaklı emisyonlarda üretilen ya da tüketilen malzeme miktarını, yanma emisyonlarında ise tüketilen yakıt miktarını ifade eder. Faaliyet verisi birim olarak enerji için terajul (TJ), kütle için ton (t) ve gazlar için normal metre küp (Nm3) şeklinde ifade edilir.

İşletme kaynak akışına ait faaliyet verisini 2 farklı yöntemle izler:

1. Emisyona sebep olan proseste sürekli ölçüm,
2. İlgili stok değişikliklerini dikkate alarak ayrı ayrı ölçülen miktarların toplanması.

Sera gazı emisyonları Emisyon Raporunda hesaplanıp sunulacaktır. Ancak Emisyon Raporu, İzleme Planı ışığında hazırlanacağı için emisyonların nasıl hesaplanacağı, hangi yöntemlerin kullanılacağı ve faaliyet verilerinin nasıl belirleneceği bu planda bildirilmek zorundadır.

Kullanılacak yöntemin seçimi işletmeye bırakılmıştır. 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 faaliyet verileri belirlenebilir.



Hesaplama temelli yöntemin uygulandığı durumda kaynak akışlarının kategorileri belirlendikten sonra "Kaynak Akışları" sayfasında "Faaliyet Verileri" başlığında faaliyet verisini belirleme yöntemi açılır listeden "Stok Değişimi" veya "Sürekli Ölçüm" olarak seçilir.

5.3.6.1 Sürekli Ölçüm ile Faaliyet Verilerinin Belirlenmesi

Emisyona sebep olan kaynak akışında sürekli ölçüm gerçekleştirerek faaliyet verisi belirlenebilir. Bu yöntemle malzeme ya da yakıt, sera gazı emisyonlarının kaynaklandığı prosesin öncesinde veya sonrasında ölçülebilir. Bu kapsamda kullanılan ölçüm sistemleri işletmenin kontrolü altında olabilir veya olmayabilir (işletmenin kontrolü dışındaki ölçüm sistemleri ile ilgili daha detaylı bilgi için [Bkz. Bl. 5.3.6.1]). Ölçüm cihazının işletmenin kontrolünde olması ya da olmaması işletmeye ait sorumlulukları ve ölçüm cihazına ait belirsizlikleri değiştirir.



Faaliyet verilerinin sürekli ölçüm cihazlarıyla belirlendiği durumlarda, kullanılan ölçüm cihazları "Bu Kaynak Akışı için Kullanılan Ölçüm Cihazı Seç" butonundan uygulamaya tanımlanır.

A. İşletmenin Kontrolü Altındaki Ölçüm Sistemleri

İşletmenin kendi kontrolü altında ölçüm sistemleri kullanabilmesi için belirli şartları sağlaması gerekmektedir. Bu şartlardan en önemlisi işletmenin ölçüm cihazı için belirsizlik değerlendirmesi yaparak ilgili kademenin [Bkz. Bl. 5.3.5]. belirsizlik eşik değerini sağlamasıdır. Ayrıca, işletme cihazların kalibrasyonlarından sonra bulunan belirsizlik [Bkz. Bl. 6] değerleri ile, ilgili belirsizlik eşiklerinin karşılaştırılmasından sorumludur. İşletme yeni bir İzleme Planı bildirirken veya onaylanmış İzleme Planında bir değişiklik yapması halinde belirsizlik değerlendirmesini Bakanlığa bildirmekle yükümlüdür. Bu belirsizlik değerlendirmesi, kullanılan ölçüm cihazları, kalibrasyon ve ölçüm cihazlarının kullanımı ile ilgili belirsizlikleri içerir. İ&R Tebliğ EK-2'de yer alan belirsizlik değerleri, unutulmamalıdır ki, tüm raporlama dönemindeki belirsizliği tanımlar.



İzleme Planı kapsamında onaylanan kademe eşiklerinin aşıldığı veya ekipmanın diğer gereksinimleri karşılamadığı durumlarda, işletme ivedilikle gerekli önlemleri alır ve Bakanlığa en geç 15 gün içinde bilgi verir. (İ&R Tebliği Madde 26 (2))



İ&R Tebliği Madde 4 (c) uyarınca belirsizlik "Yüzde olarak ifade edilen, sistematik ve rastgele faktörlerin etkilerini de içerecek şekilde, değerlerin dağılımındaki olası bir asimetriyi dikkate alarak ve elde edilen değerlerin %95'ini kapsayan ortalama değer çevresindeki güven aralığını tanımlayan, belirli bir miktara makul ölçüde atfedilebilecek değerlerin dağılımını karakterize eden büyüklük tayininin sonuçları ile ilişkili parametreyi" ifade etmektedir.



İşletme, İ&R Tebliği Madde 30 uyarınca ölçüm cihazlarının kalibrasyonu ve doğrulamasını ilgili TS EN standartlarına belirlenen yöntemlerle gerçekleştirir.



Faaliyet verisinin işletmenin kontrolü altındaki ölçüm cihazıyla belirlenmesi durumunda "Cihazdan Sorumlu Kuruluş" girdisi açılır listeden "İşletme" seçilir.

B. İşletmenin Kontrolü Dışındaki Ölçüm Sistemleri

İşletmenin kontrolü dışındaki ölçüm cihazları, uygulanabilir kademe ile uyum sağlamak zorundadır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 27 (2)]. Bu bağlamda, ilgili ticarî işlem için metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta yer alan azami izin verilebilir hata, ilave belge sunulmadan belirsizlik değeri olarak kullanılır.

Metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta yer alan gereklilikler Bölüm 5.3.5 ve İ&R Tebliği EK-2 kapsamında belirlenen uygulanabilir kademedan daha düşük ise, işletme ölçüm sisteminden sorumlu ticarî ortağından uygulanabilir belirsizlik [Bkz. Bl. 6] ile ilgili gerekli bilgi ve belgeleri temin eder.

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 bağlamda, işletme aşağıdaki veri kaynaklarından birini kullanır:

(a) İki bağımsız ticari ortak arasında ticari ilişkinin bulunması şartı ile bir ticari ortağın verdiği faturalardaki miktarlar,

(b) Ölçüm cihazlarından okunan değerler. [Bkz. İ&R Tebliği Madde 27 (1)]



Faaliyet verisinin işletmenin kontrolü dışındaki ölçüm cihazıyla belirlenmesi durumunda "Cihazdan Sorumlu Kuruluş" için seçenekler arasında "Ticarî Ortak" seçilir. Ölçüm cihazlarının kontrolü ticari ortağa ait ise faaliyet verileri belirlenirken ticarî ortağın verdiği faturalardaki miktarların mı, yoksa ölçüm cihazlarından okunan değerlerin mi kullanıldığı ve bu kapsamda İ&R Tebliği Madde 27 (1) koşullarının sağlanıp sağlanmadığına dair olan: "Lütfen Madde 27(1) koşullarının sağlandığını doğrulayınız", "Bu yakıtın veya malzemenin miktarını belirlemek için fatura kullanıyor musunuz?", "Lütfen ticari ortağın ve işletmenin birbirinden bağımsız olduğunu doğrulayınız." soruları yanıtlanır.

5.3.6.2 Stok Değişikliklerini Dikkate Alarak Faaliyet Verilerinin Belirlenmesi

Faaliyet verisini belirlerken kullanılabilecek bir diğer yöntem de stok değişikliklerini dikkate alarak ayrı ayrı ölçülen miktarların toplanmasıdır. Bu yöntemde bir raporlama dönemi süresince satın alınan yakıt veya malzeme miktarından ihraç edilen miktar çıkarılır [Bkz. Denklem 14]. Sonrasında bulunan bu miktar ile raporlama döneminin başlangıcında ve sonunda bulunan malzeme miktarı arasındaki fark toplanır.



Denklem 14:

$$M = SA - İ + (S_{\text{başlangıç}} - S_{\text{bitiş}})$$

M = Kullanılan yakıt veya malzeme miktarı

SA = Satın alınan yakıt veya malzeme miktarı

İ = İhraç edilen malzeme veya yakıt miktarı

$S_{\text{başlangıç}}$ = Raporlama dönemi başlangıcında bulunan miktar

$S_{\text{bitiş}}$ = Raporlama dönemi bitişinde bulunan miktar

Tesis stoklarında bulunan miktarların doğrudan ölçüm ile belirlenmesinin teknik olarak elverişli olmadığı durumlarda işletme ya geçmiş yıllara ait veriler ve raporlama dönemine ait üretim verileri arasında korelasyon ile ya da belgelendirilmiş prosedürler ve raporlama dönemi için denetlenmiş mali tablolarındaki ilgili veriler ile miktarları tahmin edebilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 25 (3)].

İzleme Planı, stok değişikliği ile ilgili belirsizlik, depolama tesislerinin kapasitesinin yıllık kullanılan yakıt veya malzemenin miktarının en az %5'i olduğu durumda belirsizlik [Bkz. Bl. 6] değerlendirmesine dahil edilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 26 (3)].



Bir takvim yılı için faaliyet verisinin belirlenmesinin teknik olarak elverişli olmadığı durumlarda işletme, bir raporlama yılını müteakip yıldan ayırmak için bir sonraki en uygun günü seçebilir ve gerekli takvim yılına göre düzenleyebilir. Bir veya birden fazla kaynak akışının dâhil olduğu sapmalar takvim yılı için temsili bir değer tabanı oluşturarak açıkça kaydedilir ve gelecek yıl ile bağlantılı olarak tutarlı şekilde değerlendirilir. (İ&R Tebliği Madde 25 (4)).



Faaliyet verisinin stok değişiklikleri dikkate alınarak belirlendiği durumda, “Kaynak Akışları” sayfasında faaliyet verisini belirleme yöntemi “Faaliyet Verileri Belirleme Yöntemi” girdisinde açılır listeden “Stok Değişimi” olarak seçilir. Devamında ise stok yığınlarını belirlemek için kullanılan prosedürle ilgili referans seçilerek uygulamaya yüklenir.

5.3.7 Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesi

Faaliyet verileriyle benzer olarak hesaplama faktörleri de sera gazı emisyonları hesaplanırken kullanılır. Hesaplama faktörleri, net kalorifik değeri, emisyon faktörünü, ön emisyon faktörünü, yükseltgenme faktörünü, dönüştürme faktörünü, karbon içeriğini veya biyokütle oranını ifade eder [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4 (ö)].



Yıllık toplam tahmini emisyonlar hesaplanırken ihtiyatlı bir hesaplama yapıldığı için kademeye dayanmayan hesaplama faktörleri (varsayılan değerler) ve faaliyet verileri alınmaktadır. Ancak Emisyon Raporunda sera gazı emisyonları hesaplanırken hesaplama faktörleri ve faaliyet verilerinin kademeye göre belirlenmesi gerekmektedir. Emisyon Raporu, İzleme Planı ışığında hazırlanacağı için İzleme Planında faaliyet verisi ve hesaplama faktörünün nasıl belirleneceği açıklanmalıdır.

İşletme, hesaplama faktörlerini belirlerken varsayılan ya da analizlere dayanan değerleri kullanabilir. Hangisini kullanacağı, ilgili kaynak akışının sınıfına ve o kaynak akışına ilişkin uygulanabilir kademeye [Bkz. Bl. 5.3.5] bağlıdır. Şekil 12, hesaplama faktörleri için gerekli olan bu kademelerin İ&R Tebliği’nde geçen ilgili bölümlerini özetlemiştir.



Hesaplama temelli yöntemin uygulandığı durumda kaynak akışlarının kategorileri belirlendikten sonra hesaplama faktörleri için gereken kademe “Gereken Kademe” girdisinde otomatik olarak belirtilir. Ancak uygulanacak kademenin seçimi işletmeye bırakılmıştır. Uygulanan kademe seçilirken Bölüm 5.3.5 “Kademeler” başlığı altında teknik olarak uygulanabilirlik göz önünde bulundurularak bu seçim yapılır. Uygulanan kademenin daha detaylı açıklaması Şekil 12’deki İ&R Tebliği yönlendirmeleriyle bulunur. Uygulanan kademe “Uygulanan Kademe” girdisinde açılır listeden seçilir.

**Şekil 12:**Hesaplama Faktörlerinin BelirlenmesindeGerekli Olan Kademelerinİ&R Tebliğinde Tanımlanan Bölümleri

YANMA EMİSYONLARININ HESAPLAMA FAKTÖRLERİ İÇİN KADEMELER	KÜTLE DENGESİ YÖNTEMİNDE HESAPLAMA FAKTÖRLERİ İÇİN KADEMELER	KARBONAT DEKOMPOZİSYONUNDAN KAYNAKLANAN PROSES EMİSYONLARI İÇİN HESAPLAMA FAKTÖRLERİNE AİT KADEMELER	KARBONATLAR DIŞINDAKİ DİĞER MALZEMELER KAYNAKLI PROSES EMİSYONLARI İÇİN HESAPLAMA FAKTÖRLERİNE AİT KADEMELER	FAALİYETE ÖZGÜ İZLEME YÖNTEMLERİNDE HESAPLAMA FAKTÖRLERİNE AİT KADEMELER
Emisyon Faktörleri -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.2.1 NKD -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.2.2 Yükseltgenme Faktörleri -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.2.3 Biyokütle Oranı -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.2.4	Karbon İçeriği -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.3.1 NKD -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.3.2	Emisyon Faktörleri (Yöntem A) -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.4.1 Dönüşüm Faktörleri (Yöntem A) -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.4.2 Emisyon Faktörleri (Yöntem B) -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.4.3 Dönüşüm Faktörleri (Yöntem A) -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.4.4	Emisyon Faktörleri -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.5.1 NKD -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.5.2 Dönüşüm/Oksidasyon Faktörleri -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.5.3 Biyokütle Oranı -> İ&R Tebliği EK-2 Bl.5.4	-> İ&R Tebliği EK-3

5.3.7.1 Hesaplama Faktörlerinde Varsayılan Değerlerin Kullanılması

Hesaplama faktörleri için varsayılan değerler olarak aşağıda listelenmiş referanslardan biri kullanılır:

- İ&R Tebliği EK-5'te listelenen standart faktörler ve stokiyometrik değerler,
- Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi kapsamında hazırlanan ulusal sera gazı envanteri için kullanılan standart faktörler: <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021>
- %95'lik güven aralığı ile karbon içeriğinin %1'den daha fazla olmaması sağlandığında, malzeme tedarikçisi tarafından belirtilen ve garanti edilen değerler,
- Bir malzemenin gelecekte kullanılacak lotları için temsil niteliği taşıdığına dair bilgi ve belgelerin Bakanlığa sunulması durumunda, geçmiş analizlere dayanan değerler.

Bu değerlerden hangisinin kullanılacağı uygulanan kademeye göre belirlenir. Genelde düşük kademelerde varsayılan değerler, daha yüksek kademelerde analize dayanan değerler kullanılır.



"Hesaplama Faktörleri" başlığı doldurulurken uygulanan kademe otomatik olarak ekranda belirir. Hesaplama faktörleri için varsayılan değerlerin kullanıldığı durumlarda kullanılacak olan varsayılan değer, "Hesaplama Faktörleri" başlığına "Varsayılan Değer" girdisine girilir. Bu değer birimi açılır listeden seçilmelidir. Ayrıca, hesaplama faktörleri için varsayılan değerlerin kullanıldığı durumda İzleme Planında "Bilgi Kaynağı" başlığı altına bilgi kaynağı tanımlanır.

5.3.7.2 Analize Dayanan Hesaplama Faktörleri

Analize dayanan hesaplama faktörlerini belirlerken kullanılan analiz, örnekleme, kalibrasyon ve doğrulama, ilgili TS EN Standartlarına uygun biçimde yapılır [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 30 (1)*]. Bu standartların bulunmadığı durumlarda, ilgili ISO Standartları dikkate alınır. İlgili yayınlanmış ISO Standartlarının da olmadığı durumlarda, örnekleme ve ölçüm belirsizliklerini sınırlandıran, uygun taslak standartlar, sanayide en iyi uygulama kılavuzları ve bilimsel olarak ispat edilmiş diğer yöntemler kullanılır. Bunların haricinde tesis, emisyonun belirlenmesi için çevrimiçi gaz kromatograflarının veya baca içi/dışı gaz analizörlerini kullanmak istediği durumlarda Bakanlığın onayını almak zorundadır. Son olarak *İ&R Tebliği Madde 30 (3)* uyarınca, herhangi bir analizin sonucu, sadece alınan örneklerin karakterize edeceği dönem veya yakıt veya malzeme lotu için kullanılır. Belirli bir parametrenin belirlenmesi için işletme bu parametre ile bağlantılı olan bütün analizlerin sonuçlarını kullanır.



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



"Kaynak Akışları" sayfasında "Hesaplama Faktörler" başlığı doldurulurken uygulanan kademe açılır listeden seçilir. "Uygulanan Kademenin Tebliğ'deki Açıklaması" otomatik olarak ekranda gösterilir. Uygulanan kademenin Tebliğ'deki açıklamasının Laboratuvar Analizleri olması durumunda: "Analiz Referansı", "Örnekleme Referansı" ve "Analiz Sıklığı" girdilerinin doldurulması gerekir. "Analiz Referansı", "Örnekleme Referansı" doküman formatında uygulamaya yüklenirken, "Analiz Sıklığı" açılır listeden seçilmelidir. Detaylı açıklamalara ilerleyen başlıklarda yer verilmiştir.

A. Laboratuvarların Kullanımı

Hesaplama faktörlerinin belirlenmesine yönelik analizler için analitik yöntemle ilgili standartlara göre akredite laboratuvarlar kullanılmadılar [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 32-1*]. Ancak, tesise ait akredite olmamış laboratuvarlar kullanılması şartları Bakanlıkça belirlenir. Ek olarak bu laboratuvarların sonuçları, yılda en az bir kere TS EN 17025 akreditasyonuna sahip laboratuvar ile karşılaştırılır ve ölçümlerin en az %80 oranında yakın olması gerekmektedir [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 32-2*]. İşletmenin karşılaştırma için herhangi bir akredite laboratuvar bulamaması durumunda analiz yöntemi sertifikalı referans malzeme ile doğrulanarak, karşılaştırma gerekliliği yerine getirilir [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 32-3*].



Yönetmelik çerçevesinde kullanılan akredite olmayan laboratuvarların Bakanlık tarafından belirlenen şartlara uygunluğu doğrulayıcı kuruluşlar tarafından kontrol edilir. (Bkz. D&A Tebliği Madde 15-4)



A Hesaplama faktörlerinin Laboratuvar Analizleri ile belirlenmesi durumunda "Varsayılan Değer" boşluğuna yapılan analizi sonucu girilir ve ilgili birim açılır listeden seçilir. "Analiz Referansı" girdisi analizin yapıldığı Laboratuvar ile ilgili bilgilerin tanımlanması için oluşturulmuştur. Bu girdi kullanıcıyı Analiz Laboratuvarları sayfasına yönlendirecektir. Bu sayfada "Yeni Laboratuvar Tanımla" butonundan laboratuvar bilgileri uygulamaya girilebilir, önceden tanımlanmış laboratuvar bilgileri de listelenir.

B. Örnekleme Planı ve Analiz Sıklığı

Analiz yapmak amacı ile her bir yakıt veya malzeme için yazılı bir prosedür halinde bir örnekleme planı hazırlanması gerekmektedir [Bkz. *İ&R Tebliği Madde 31 (1)*]. Hazırlanan bu örnekleme planının onaylaması için Bakanlığa sunulması gerekmektedir. Sunulacak olan bu örnekleme planında: örneklerin hazırlanmasına ilişkin yöntemler, sorumluluklar, konumlar, sıklıklar ve miktarlar ile örneklerin depolanması ve taşınmasına ilişkin yöntemler hakkında bilgiler yer alır. Analiz yapmak üzere alınan örneklerin aynı lotu ya da teslimat dönemini temsil etmesi için sistematik bir şekilde alınması gerekmektedir. Bu yüzden alınan bu örnekler arasında sapma olmamalıdır.

Bunun yanı sıra işletme, ilgili yakıt veya malzeme için analiz yürüten laboratuvar ile anlaşarak ve Bakanlığın onayını alarak, analitik sonuçların yakıtın veya malzemenin heterojenliğinin, belirgin şekilde belirtilen yakıt veya malzeme için orijinal örnekleme planının dayandığı heterojenlik bilgisinden farklı olduğu durumlar için örnekleme planında ilgili yöntemlere ilişkin hükümleri tanımlar ve uygular [Bkz. İ&R Tebliği Madde 31 (2)] .



İ&R Tebliği Madde 31 uyarınca Örnekleme Planı bir prosedür halinde uygulamanın “Örnekleme Referansı” girdisine her yakıt veya malzeme için ayrı ayrı olacak şekilde tanımlanmalıdır. “Örnekleme Referansı” girdisi kullanıcıyı “Prosedürler” sayfasına yönlendirir, “Analiz Sıklığı” bilgisi açılır listeden seçilerek uygulamaya tanımlanır.

Örnekleme planına uygun olarak alınan örnekler İ&R Tebliği EK-6’da listelenmiş olan sıklıklarda analize tabi tutulur. Asgari sıklıkların mevcut olmadığına kanıtlanması durumunda farklı bir analiz sıklığının kullanılmasına izin verilebilir. İşletmenin bu istisnayı uygulamayabilmesine dair şartları İ&R Tebliği Madde 33-2 açıklık getirmiştir. için aşağıda belirtilen durumları kanıtlaması gerekmektedir.

5.3.8. Hesaplama Faktörleri ve Faaliyet Verileri için Kademenin Belirlenmesi

Bölüm 5.3.5’te genel olarak kademenin ne olduğu ve her bir kaynak akışına göre nasıl belirleneceği anlatılmıştır. Ardından Bölüm 5.3.6’da faaliyet verilerinin ve 5.3.7’de hesaplama faktörlerinin nasıl belirleneceği anlatılmıştır. Belirlenen her bir kademe, kaynak akışı için gerekli olan faaliyet verisini ve hesaplama faktörünü belirler. Bu kapsamda Şekil 13’te [Bkz. Bl. 5.3.8] her bir kaynak akışı için hesaplama faktörü ve faaliyet verisine ilişkin gerekli kademenin nasıl belirleneceğini anlatan, adım adım ilerleyen bir karar ağacı bulunmaktadır.

Şekil 13, tesisteki kaynak akışlarına göre faaliyet verisi ve hesaplama faktörlerine ait kademelerin nasıl belirleneceğini anlatan bir karar ağacı şemasıdır. Kaynak akışlarına ait kademeleri belirlemek için karar ağacında Adım 1’den başlanarak kaynak akışları sıralanır. Bu karar ağacı her bir kaynak akışı için tekrarlanmalıdır.

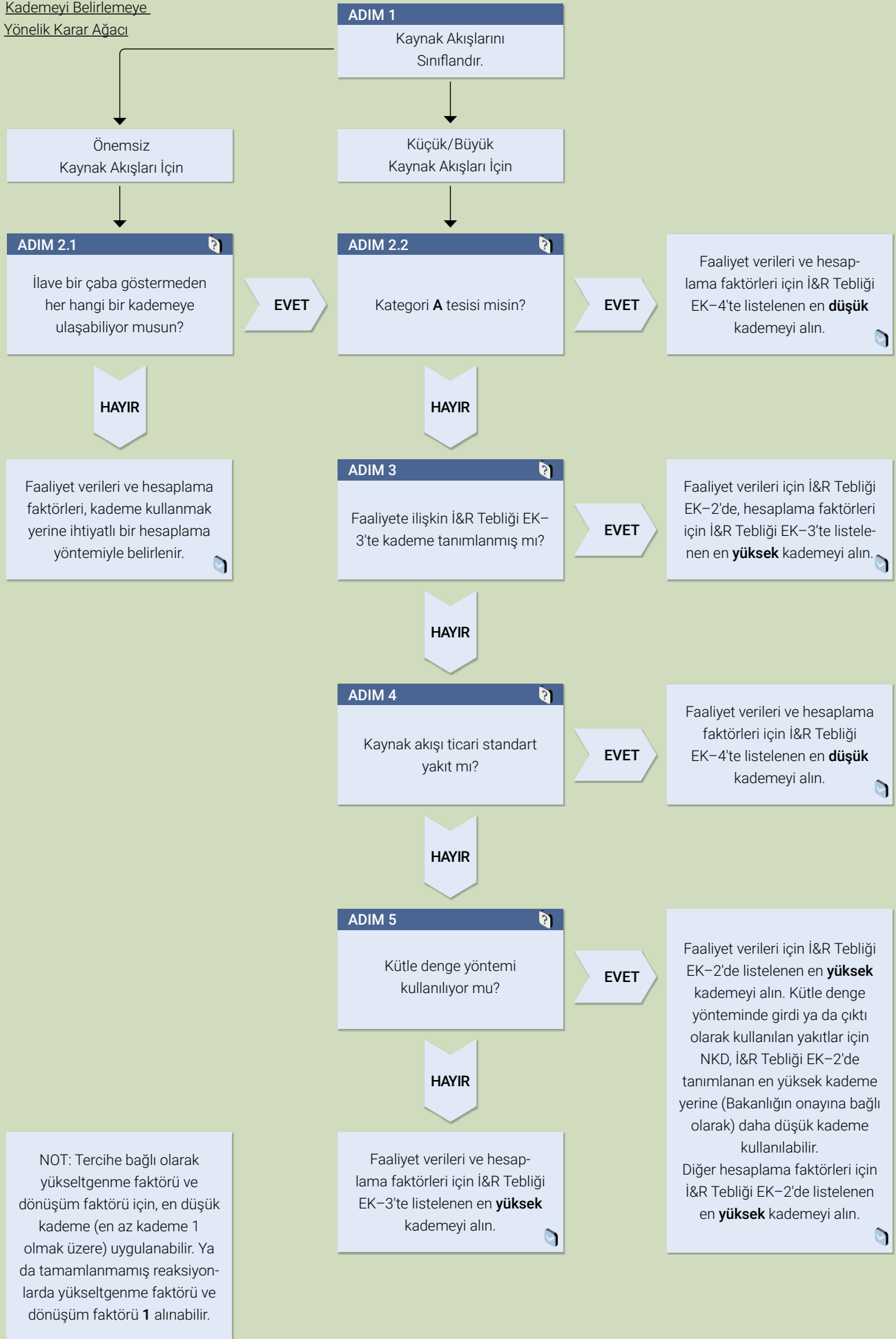
Şekil 13’teki karar ağacı gerekli olan kademenin teknik olarak elverişli olmadığı durumu kapsamamaktadır. Karar ağacına ilişkin detaylı örnek, Örnek 10’da [Bkz. Bl.5.3.8] anlatılmaktadır.



Şekil 13:

Kademeyi Belirlemeye

Yönelik Karar Ağacı





Örnek 10:

Tesis: Çimento Fabrikası

Tesis Kategorisi: Kategori C

Hesaplama Yöntemi: Girdi Bazlı Döner Fırın (Hesaplama Yöntemi A, standart yöntem) (İ&R Tebliği EK-3 Bl. 9)

Kaynak Akışları: Farin (Hesaplama Yöntemi A), Uçucu Kül (Karbonat dışı karbon), Kömür (Katı Yakıt), Fuel Oil (Ticari Standart Yakıt)

YÖNETMELİK EK-1 FAALİYETİ	KAYNAK AKIŞI	TAHMİNİ EMİSYON MİKTARI (tCO ₂ /yıl)	KAYNAK AKIŞ KATEGORİSİ	FAALİYET VERİSİNE AİT KADEME	EMİSYON FAKTÖRÜ	YÜKSELT-GENME FAKTÖRÜ	DÖNÜŞÜM FAKTÖRÜ	NKD
KLİNKER ÜRETİMİ	FARİN	2.000.000	BÜYÜK	3	3	n.a.	1	n.a.
KLİNKER ÜRETİMİ	UÇUCU KÜL (KARBONAT DIŞI KARDON)	5.000	ÖNEMSİZ	1	1	n.a.	1	n.a.
YAKITLARIN YANMASI	KÖMÜR	1.000.000	BÜYÜK	4	3	3	n.a.	3
YAKITLARIN YANMASI	FUEL OİL	4.000	ÖNEMSİZ	2	2a/2b	1	n.a.	2a/2b

Her bir kaynak akışı için karar ağacında (**Şekil 13**) Adım 1'den başlanır.

•Farin kaynak akışı, büyük kaynak akışı olduğu için Adım 2.2'den başlanır. Tesis kategori C tesisi olduğu için Adım 3'e geçilir. Faaliyet klinker üretimidir ve "Hesaplama Yöntemi A" seçilmiştir. Adım 3'e göre İ&R Tebliği EK-3'te faaliyete ait kademenin tanımlı olup olmadığına bakılır. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 9.B'l'de kademe tanımlı olmadığı için Adım 4'e geçilir. Kaynak akışı ticari standart yakıt içermediği için Adım 5'e geçilir. Hesaplama yöntemi olarak kütle denge yöntemi yerine standart yöntem kullanıldığı için İ&R Tebliği EK-2'de listelenen en yüksek kademe alınır. Faaliyet verisine ait kademe İ&R Tebliği EK-2 Bl. 1'den 3 olarak alınır. Hesaplama faktörlerine ait kademeler için İ&R Tebliği EK-2 Bl. 4'e bakılır. Bu eke göre: Dönüşüm faktörüne ait kademe 2 (Bkz. Ek-2 Bl. 4.2); emisyon faktörüne ait kademe 3 alınır (Bkz. Ek-2 Bl. 4.1);. Ancak, **Şekil 13**'te verilen notta da görüleceği üzere, yükseltgenme ve dönüşüm faktörleri için kademe 1 seçilebilmektedir. Bu yüzden dönüşüm faktörü kademe 1 alınır.

•Uçucu Kül kaynak akışı, önemsiz kaynak akışı olduğu için Adım 2.1'den başlanır. İlave bir çaba göstermeden herhangi bir kademeye ulaşılabilceği için ve tesis kategori C tesisi olduğu için Adım 3'e geçilir. Adım 3'e göre İ&R Tebliği EK-3'te faaliyete ait kademenin tanımlı olup olmadığına bakılır. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 9.B'l'de karbonat dışı karbonlara uygulanacak hesaplama faktörleri için kademe tanımlanmıştır. Faaliyet verisine ait kademe İ&R Tebliği EK-2 Bl. 1'den 1 olarak alınır. Hesaplama faktörlerine ait kademeler için İ&R Tebliği EK-3 Bl. 9'a bakılır. Bu eke göre: Dönüşüm faktörüne ait kademe 1; emisyon faktörüne ait kademe 1 alınır.

•Kömür kaynak akışı, büyük kaynak akışı olduğu için Adım 2.2'den başlanır. Tesis kategori C tesisi olduğu için Adım 3'e geçilir. Faaliyet yakıtların yakılması olduğundan bu faaliyetin kademesi İ&R Tebliği EK-3'te tanımlı değildir. Bu yüzden Adım 4'e geçilir. Kömür ticari standart yakıt olmadığı için Adım 5'e geçilir. Kütle denge yöntemi yerine standart yöntem kullanıldığı için faaliyet verisi ve hesaplama faktörleri için İ&R Tebliği EK-2'de listelenen en yüksek kademe kullanılır. EK-2'ye göre katı yakıtlar için faaliyet verisi kademe 4 alınır. NKD için kademe için 3 alınır; emisyon faktörü kademe 3 alınır; yükseltgenme faktörü kademe 3 alınır. Ancak tercihe bağlı olarak yükseltgenme faktörü kademe 1 alınabilir.

•Fuel Oil kaynak akışı, önemsiz kaynak akışı olduğu için Adım 2.1'den devam edilir. İlave bir çaba göstermeden herhangi bir kademeye ulaşamadığı durumlarda faaliyet verileri ve hesaplama faktörleri ihtiyatlı bir hesaplama yöntemiyle belirlenir. Aksi durumda Adım 2.2'ye geçilir. Tesis kategori C tesisi olduğu için Adım 3'e geçilir. Faaliyet yakıtların yakılması olduğundan bu faaliyetin kademesi İ&R Tebliği EK-3'te tanımlı değildir. Bu yüzden Adım 4'e geçilir. Fuel Oil kaynak akışı ticari standart yakıt olduğu için faaliyet verileri ve hesaplama faktörleri için İ&R Tebliği EK-4'te listelenen en düşük kademe alınır. EK-4'e göre faaliyet verisi kademe 2 alınır. Hesaplama faktörlerinden NKD için kademe 2a/2b alınır; emisyon faktörü kademe 2a/2b; yükseltgenme faktörü kademe 1 alınır.

NOT: Eğer bu tesis için belirlenen kademe teknik olarak uygulanabilir olmasaydı: bu tesis kategori C tesisi olduğu için (Bakanlığa belgelenmesi halinde) en düşük kademe 1 olmak koşuluyla 1 seviye daha düşük kademe uygulayabilirdi. Ayrıca bu örnekte kaynak akışlarında biyokütle oranının olmadığı varsayılmıştır.

5.3.9 Biyokütle Kaynak Akışları

Biyokütle, tarım, ormancılık, balıkçılık ve su ürünleri yetiştiriciliği dahil olmak üzere ilgili işletmelerden kaynaklanan biyolojik kökenli ürünler, atıklar ve kalıntıların biyolojik olarak ayrışabilen bölümlerini (bitkisel ve hayvani maddeler dahil), sanayi ve belediye atıklarının biyolojik olarak ayrışabilen kısımlarını ve biyosıvıları ve biyoyakıtları ifade eder [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4 (ç)].

Öncelikli olarak kaynak akışının yalnızca biyokütle içerip içermediği tayin edilir. Madde 37 (1) uyarınca biyokütle oranı analizler yapılarak, ilgili standart ve analitik yöntem temelinde biyokütle oranı belirlenir.



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

5.3.9.1 Kaynak Akışı Yalnızca Biyokütle İçeriyorsa

Kaynak akışının yalnızca biyokütle içerdiği durumlarda işletme, kademeleri kullanmadan biyokütle içeriği ile ilgili analitik kanıt sunarak biyokütle kaynak akışlarının faaliyet verisini belirler [Bkz. İ&R Tebliği Madde 36 (1)]. Eğer biyokütle oranı %97'e eşit ya da daha büyükse veya 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)].



İlgili kaynak akışının yalnızca biyokütle içermesi durumunda İzleme Planında "Hesaplama Faktörleri" başlığı, "Biyo-kütle Oranı" altbaşlığında biyokütle oranına ait uygulanan kademe "Kademe Yok" olarak seçilmelidir.



Biyokütlenin emisyon faktörü sıfırdır (İ&R Tebliği Madde 36 (2)).

5.3.9.2 Kaynak Akışı Yalnızca Biyokütle İçermiyorsa

Kaynak akışının yalnızca biyokütle içermeyişi tespit edilirse, bu karışık yakıtın ya da malzemenin emisyon faktörü, ön emisyon faktörünün yakıt veya malzemenin fosil karbon oranıyla çarpılması ile hesaplanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 36 (2)].

Kaynak akışının karışık olması durumunda işletme İ&R Tebliği Madde 37 uyarınca iki yol izleyebilir; biyokütle yokmuş gibi kabul ederek fosil oranı %100 olarak hesaplayabilir tebliğin EK- 2'sinde tanımlanan kademeleri uygulayarak biyokütle oranını hesaplar.

Biyokütle oranının hesaplanacağı durumlarda, kademe seviyesinin gerekliliklerine bağlı olarak, işletme, biyokütle oranını belirlemek için analiz yapar. Ancak analizlerin yapılması teknik olarak uygulanabilir değilse veya makul olmayan bir maliyete yol açıyorsa, işletme biyokütlenin belirlenmesi için alternatif bir tahmin metodunu kullanabilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 37 (2)].



Karışık yakıtların veya malzemelerin turba, ksilit ve fosil karbon oranları biyokütle olarak değerlendirilmez (İ&R Tebliği Madde 36 (3)).



İlgili kaynak akışının yalnızca biyokütle içermemesi durumunda İzleme Planında "Hesaplama Faktörleri" başlığı "Biyo-kütle Oranı" altbaşlığında biyokütle oranına ait "Gerekli Kademe" otomatik olarak belirir. "Uygulanan Kademe" ise Bölüm 5.3.5. "Kademeler"de açıklandığı üzere teknik olarak uygulanabilirliğe bağlı olarak gereken kademeden farklılık gösterebilir.



Biyokütle ve fosil karbon oranının belirlenmesine yönelik daha detaylı bilgi ve açıklamaları İ&R Tebliği Madde 37'de bulabilirsiniz.

5.4 Ölçüm Temelli Yöntem

Ölçüm temelli yöntem; CO₂ konsantrasyonunun ve transfer edilen gazların akışının ölçüldüğü ve tesisler arasında CO₂ transferinin izlendiği durumlar da dahil olmak üzere, baca gazında ve baca gazı akışında ilgili sera gazı konsantrasyonunun sürekli ölçülmesi ile emisyon kaynaklarından emisyonların belirlenmesi olarak tanımlanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 19 (1)].

Ölçüm temelli yöntemde tesisin, bu yöntemle ölçüleceği sera gazına ait emisyon noktalarına İ&R Tebliğince belirtilen standartları sağlayan sürekli ölçüm cihazlarını yerleştirmesi ve izlenen verinin kalite kontrolünü sağlaması gerekmektedir.

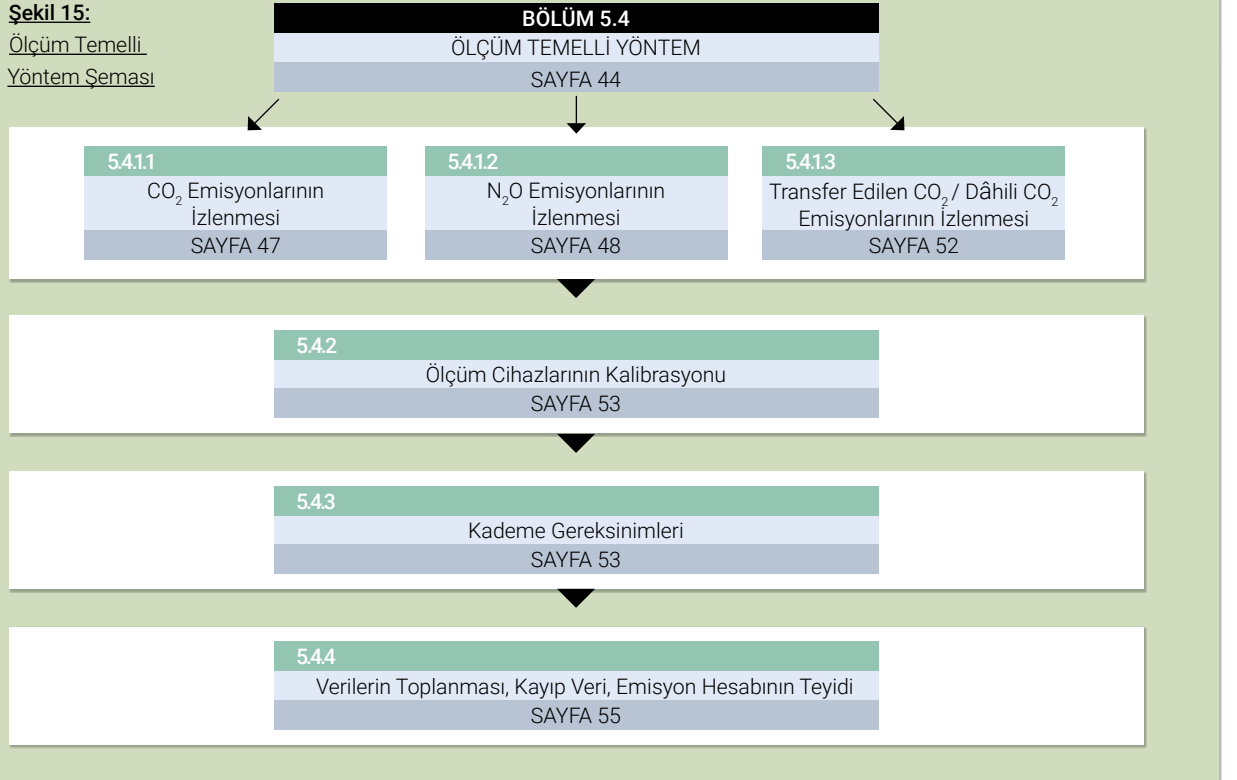
Yönetmelik EK-1 kapsamında belirtilen faaliyetler için izlenen CO₂, N₂O ve PFC emisyonlarından PFC için hesaplama temelli yöntem, N₂O [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl. 16] için ölçüm temelli yöntem kullanılması öngörülmektedir. Yakıtların yakılması faaliyetlerinden kaynaklanan N₂O emisyonları kapsama girmemektedir. CO₂ emisyonları için hangi yöntemin kullanılacağı işletmeye bırakılmıştır ancak transfer edilen/dâhili CO₂ [Bkz. Bl. 5.4.1.3; İ&R Tebliği Madde 47] ölçüm temelli yöntemlerle izlenmelidir [Bkz. Şekil 9, Şekil 14].

Tesiste kullanılan sürekli ölçüm cihazları, sürekli emisyon ölçüm sistemleri (SEÖS) [Bkz. Bl. 5.4.1] olarak adlandırılır. Hesaplama temelli yöntem hesaplama temeline dayanırken, ölçüm temelli yöntem sürekli emisyon ölçüm sistemlerine dayanır. Ölçüm temelli yöntemde sera gazı emisyonları SEÖS'ün bulunduğu ölçüm noktalarında izlenir. Ölçüm noktaları, emisyon ölçmek için SEÖS kullanılan emisyon kaynağını veya CO₂ akışının sürekli emisyon ölçüm sistemleri kullanılarak belirlendiği bir boru hattı kesitini ifade eder.

Şekil 14'te ölçüm temelli yöntem başlığı altında izlenmesi gereken basamaklar sırayla verilmiştir. Öncelikle tesiste emisyonlara sebep olan sera gazları ve bunlardan hangilerinin SEÖS ile izleneceği belirlenir (CO₂, N₂O, Transfer Edilen / Dâhili CO₂). SEÖS ile izlenecek sera gazları söz konusu olduğunda ölçüm noktaları önemli bir yer tuttuğu için, sürekli ölçüm cihazlarının konumları belirlenerek kalibrasyonları kontrol edilir. Ardından, tesiste emisyonu sebep olan sera gazlarının miktarları ve tesis kategorisi kullanılarak kademeler, belirlenen kademe ve emisyonu sebep olan sera gazları kullanılarak da ölçüm cihazlarının izin verilen maksimum belirsizlik değerleri belirlenir. Son olarak Emisyon Raporunda belirtilmesi gereken veri toplanması, kayıp verinin belirlenmesi ve emisyon hesabının teyidinde ilişkin prosedürün İzleme Planı ile birlikte verilmesi gerekir.



Şekil 15:
Ölçüm Temelli
Yöntem Şeması



Ölçüm temelli yöntemin kapsamı İ&R Tebliğinin 6. Bölümünde ele alınmıştır. Buna göre CO₂ emisyonlarının SEÖS'den yararlanılarak izlenmesi de mümkün olup, bunun için İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca her bir emisyon kaynağı için

uygulanan kademelerin gerekliliklerinin yerine getirildiğine dair belgelerin sağlanması gerekmektedir. SEÖS'ün bazı ünitelerde bulunup bazılarında bulunmadığı durumlarda CO₂ emisyonlarının belirlenmesinde hesaplama ve ölçüm temelli yöntemler bir arada kullanılabilir [Bkz. Örnek 11].



Örnek 11:

Yönetmelik EK-1 kapsamında gerçekleşen faaliyetlerden Nitrik asit üretiminde salınan sera gazları N₂O ve CO₂ olarak belirtilmiştir. Nitrik asit üretimi yapan bir tesiste, N₂O emisyonları ölçüm temelli yöntemle belirlenmektedir. CO₂ emisyonlarının gerçekleştiği ünitelerin bazılarında sürekli emisyon ölçüm sistemleri (bacalarda bulunan ölçüm cihazları) bulunurken bazı ünitelerde bu sistemler bulunmamaktadır. Bu yüzden CO₂ emisyonları belirlenirken ölçüm temelli ve hesaplama temelli yöntem bir arada kullanılır. (Tesis, yakıtların yakılmasından kaynaklı emisyonları hesaplama temelli yöntem ile belirlerken, sürekli emisyon ölçüm sistemlerinin (SEÖS) bulunması halinde procesten kaynaklı N₂O emisyonunu ölçüm temelli yöntem ile belirler.)



Ölçüm temelli yöntem, sürekli ölçüm sistemleri bulunan ünitelerde kullanılır.



N₂O emisyonları ve transfer edilen CO₂ miktarları ölçüm temelli yöntem ile belirlenmelidir.

Tesiste biyokütle kullanımı söz konusuysa, İ&R Tebliği Madde 37 uyarınca kullanılan belirli bir yakıt veya malzemenin biyokütle oranı analizler yapılarak belirlenir. Fakat üretimde 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 yada 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 CO₂ miktarını ayrı olarak belirler ve belirlediği bu miktarı toplam ölçülmüş CO₂ emisyonlarından çıkartır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 41(4)].

5.4.1 Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri (SEÖS)

Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri (SEÖS); doğrudan baca içinden numune alınarak, baca yakınındaki veya baca içindeki bir ölçüm cihazı kullanılarak, periyodik ölçümler vasıtasıyla bir niceliği belirlemek için gerçekleştirilen işlemler bütünüdür [Bkz. İ&R Tebliği i Madde 4 (ğğ)].



Ölçüm temelli yöntemi kullanan işletmeler İzleme Planının “Ölçüm Temelli Yöntem” sekmesinde “Yeni Ölçüm Noktası Tanımla” butonu ile her bir ölçüm noktasını “Etiket”, “Ölçüm Noktası Adı” ve “Ölçülen Sera Gazı” bilgilerini girerek tanımlamalıdır. Tanımlanan ölçüm noktaları uygulamada “Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemlerinin Kurulu Olduğu Ölçüm Noktaları” başlığı altında listelenir. Bu listede “Düzenle” butonu kullanılarak ölçüm noktasına ait diğer bilgiler de uygulamaya tanımlanabilir.

“Kaynak Akışları” sayfasında olduğu gibi bu sayfada da “Tahmini Emisyon” girilir. Uygulama girilen tahmini emisyonu göre “Olası Kategoriyi” belirler. “Operasyon Tipi” açılır listeden seçilir. Kullanılan ölçüm cihazları “Cihaz ve kademe Seviyeleri” başlığına referanslanır. Gereken kademe seviyesi uygulama tarafından belirlenir ve gösterilir. Uygulanan kademe, açılır listeden seçilir. Kullanılan cihaz veya cihazlara ait belirsizlik bilgisine “Erişilen Belirsizlik” girdisinde yer verilir.



SEÖS sonuçları, emisyon hesaplaması yapılarak teyit edilmektedir.

Ölçüm temelli yöntemde, SEÖS dayanarak sera gazı emisyonlarını belirler. SEÖS, emisyon noktalarına [Bkz. Bl. 4.3] konumlandırılmış olan sürekli emisyon ölçme ve izleme cihazları ile ilgili esaslara tabidir. Sera gazı emisyonlarının SEÖS ile ölçüldüğü noktalara "ölçüm noktaları" denilmektedir.

SEÖS'te tesisin sera gazı emisyonu iki ana parametre üzerinden belirlenmektedir. Bunlar; akan gazın hacimsel değişimi ve akan gazda bulunan sera gazı konsantrasyonudur. Ölçüm temelli olarak izlenen nitrik asit üretiminden kaynaklanan N₂O ve Transfer Edilen/Dahili CO₂ emisyonları için ayrıca hesaplama ile teyide gerek yoktur.

5.4.1.1 CO₂ Emisyonlarının İzlenmesi

Ölçüm temelli yöntemde tesis, SEÖS'ü kullanarak sera gazı emisyonlarını izler. CO₂ emisyonlarının belirlenebilmesi için CO₂ emisyonlarının gerçekleştiği ünitelerde ölçüm noktalarının ve ölçüm cihazlarının bulunması gerekmektedir. Aynı tesiste SEÖS'ün bulunmadığı ünitelerde hesaplama temelli yöntem de kullanılabilir. Yani bir tesiste hem ölçüm temelli hem de hesaplama temelli yöntem bir arada kullanılabilir.

Tesiste CO₂ emisyonları ölçüm temelli olarak takip edilecekse, saatlik değerler ilgili işlem saatinin tüm ölçüm sonuçlarının ortalaması olacak şekilde belirlendiğinde, gaz akışının saatlik değerleri ile çarpılan ölçülmüş sera gazı konsantrasyonunun bütün saatlik değerleri tüm raporlama dönemi için toplanır ve raporlama dönemindeki emisyon kaynağından çıkan emisyonlar belirlenir. Atmosfere salınan CO, CO₂'nin molar eşdeğer miktarı olarak değerlendirilir [Bkz. Denklem 15; İ&R Tebliği Madde 41].



Denklem 15:

Yıllık Emisyonların Hesaplanması (İ&R Tebliği EK-7 Denklem 1)

$$SGE_{\text{yıllık toplam}} [t] = \sum_{i=1}^{\text{yıllık işletim saatleri}} SGE_{\text{konsantrasyonu}}_{\text{saatlik}, i} * \text{Baca gazı akışı}_i * 10^{-6} \left[\frac{t}{g} \right]$$

SGE konsantrasyonu_{yıllık} = işletim esnasında ölçülen baca gazı akışında g/Nm³ cinsinden emisyonların saatlik konsantrasyonlarını ifade eder.

Baca gazı akışı = her saat için Nm³ cinsinden baca gazı akışını ifade eder.



Denklem 16:

Ortalama Saatlik Konsantrasyonların Belirlenmesi (İ&R Tebliği EK-7 Denklem 2)

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

SGE ort. saatlik = işletim sırasında ölçülen gaz akışındaki g/Nm³ cinsinden emisyonların saatlik konsantrasyonlarını ifade eder.

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

• Bir tesiste çeşitli emisyon kaynaklarının olduğu ve bu emisyon kaynaklarının tek bir emisyon kaynağı olarak ölçülemeyeceği durumda, işletme bu kaynaklardan gelen emisyonları ayrı ayrı ölçer ve raporlama dönemi boyunca söz konusu gazın emisyonlarını elde etmek için sonuçları toplar.

• İşletme, temsili bir noktada sürekli ölçüm yoluyla baca gazındaki sera gazı konsantrasyonunu aşağıdaki yöntemlerden biri ile belirler:

i) Doğrudan ölçüm ile,

ii) Baca gazında yüksek konsantrasyon olması durumunda, aşağıda verilen denklemi kullanarak dolaylı konsantrasyon ölçümü ile ve işletmenin İzleme Planında ortaya konan gaz akışının diğer bileşenlerinin ölçülmüş konsantrasyon değerlerini dikkate alarak hesaplar. [Bkz. İ&R Tebliği Madde 41]



Denklem 17 :

Dolaylı Konsantrasyon Ölçüm Yöntemi Kullanılarak Konsantrasyon Hesaplanması

$$SGE \text{ konsantrasyonu } [\%] = 100\% - \sum_{i=1} Bileşen \text{ konsantrasyonu }_i [\%]$$

•İşletme, hesaplama temelli yöntem kullanması gereken durumlar için baca gazı akışını aşağıda verilen yöntemlerden birini kullanarak tespit eder [Bkz. İ&R Tebliği Madde 41]:

i) Kütle dengesi yöntemi ile hesaplama (çıkış tarafında en azından ürün çıktıları ve O_2 , SO_2 ve NO_x konsantrasyonlarının dahil edilmesine ek olarak CO_2 emisyonları için bütün önemli parametreleri dikkate alarak; girdi tarafında da en azından malzeme yükleri, giriş hava akımı ve proses verimini de içerecek şekilde girişteki bütün önemli parametreleri dikkate alarak),

ii) Temsili bir noktada sürekli akış ölçümü.

5.4.1.2 N_2O Emisyonlarının İzlenmesi

Yönetmelik EK-1 kapsamında belirtilen nitrik asit, adipik asit, glioksal ve glioksilik asit üretiminden kaynaklanan N_2O (diazot oksit) emisyonları ölçüm temelli yöntemle izlenir. İşletme, ölçümün teknik olarak gerçekleşmediği (örneğin; azaltma sisteminde arıza vb.) geçici durumlarda ortaya çıkan azaltılmamış N_2O emisyonlarını kütle dengesi yöntemiyle hesaplar [Bkz. Bl. 5.4.1.2 B]. İşletme, N_2O emisyonlarına neden olan her faaliyet için, üretimden kaynaklanan ve azaltma ekipmanlarına yönlendirilen N_2O emisyonlarını içerecek şekilde, üretim prosesinde N_2O emisyonuna neden olan bütün kaynakları değerlendirir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16].

Yakıtların yakılması faaliyetlerinden kaynaklanan N_2O emisyonları kapsama girmemektedir. Kapsama giren faaliyetler; aşağıda belirtilen maddelerde bulunan proseslerden herhangi birini içerir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.A]:

- Nitrik Asit Üretimi:** Amonyakın katalitik yükseltgenmesinden ve/veya NO_x / N_2O azaltma birimlerinden çıkan N_2O emisyonları,
- Adipik Asit Üretimi:** Yükseltgenme reaksiyonundan, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanlarından çıkan N_2O emisyonları,
- Glioksal ve Glioksilik Asit Üretimi:** Proses reaksiyonlarından, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanlarından çıkan N_2O emisyonları,
- Kaprolaktam Üretimi:** Proses reaksiyonlarından, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanından çıkan N_2O emisyonları.



N_2O emisyonları sadece ölçüm temelli yöntem kullanılarak hesaplanır.

A. N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi

N₂O emisyonlarının hesaplanmasına ilişkin detaylı bilgi Şekil 15 [Bkz. Bl. 5.4.1.2)] ve İ&R Tebliği EK-3 Bl.16'da verilmektedir. Yıllık N₂O emisyonlarının belirlenmesi için denklemlerde de belirtildiği üzere öncelikle saatlik baca gazı akışının ve saatlik N₂O konsantrasyonlarının belirlenmesi gerekmektedir. Şekil 15'de belirtilen Denklem 18 ve 19 [Bkz. Bl. 5.4.1.2] kullanılarak baca gazı akışı belirlenir. Baca gazı akışının belirlenmesi için ilk aşamada O₂ konsantrasyonun ve hava akışının hesaplanması gerekmektedir. Baca gazı akışı bulunduğundan sonra saatlik N₂O emisyonları Denklem 20 [Bkz. Bl. 5.4.1.2] kullanılarak hesaplanır. Denklem 21 [Bkz. Bl. 5.4.1.2] ile yıllık N₂O emisyonları bulunur [Bkz. Şekil 15]. Bu aşamalara ait ek bilgiler aşağıda verilmektedir.



Şekil 15:
N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi
(İ&R Tebliği EK-3 Bl.16)

Oksijen Konsantrasyonunun Belirlenmesi

Denklem 18 : Havanın Akış Hızının Belirlenmesi

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

Denklem 19: Baca Gazı Akışının Belirlenmesi

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

Denklem 20: Saatlik N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort saat}} [\text{kg/s}] = \Sigma (N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} [\text{mg/Nm}^3] * \text{baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} [\text{Nm}^3/\text{s}] * 10^{-6} / \text{işletim saatleri} [\text{s}])$$

Denklem 21: Yıllık N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yıllık}} [\text{t}] = \Sigma (N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} [\text{mg/Nm}^3] * \text{baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} [\text{Nm}^3/\text{s}] * 10^{-9})$$

i. Oksijen Konsantrasyonlarının Belirlenmesi

N₂O emisyonlarının belirlenmesinde baca gazı akışının hesaplama için gerekli olduğu durumlarda baca gazındaki oksijen konsantrasyonu da ölçülmelidir. İşletme, oksijen konsantrasyonunu ölçerken konsantrasyon ölçümleri için İ&R Tebliği Madde 39 (1) ve (2) uyarınca belirtilen kademe gereksinimlerini karşılamalıdır. N₂O emisyonlarının belirsizliği ile birlikte oksijen konsantrasyon ölçümlerinin belirsizliği de dikkate alınmalıdır.

ii. Baca Gazı Akışının Belirlenmesi

Oksijen konsantrasyonunun belirlenmesinden sonra belirlenen veriler kullanılarak baca gazı akışı belirlenir. Baca gazı akışının tespit edilmesinde iki alternatif yöntem söz konusudur [Bkz. İ&R Tebliği Madde 41 (5)];

• "İşletme, kütle dengesi yöntemi ile hesaplamada, çıkış tarafında en azından ürün çıktıları ve O₂, SO₂, NO₂ konsantrasyonlarının dâhil edilmesine ek olarak CO₂ emisyonları için girdi tarafından da en azından malzeme yükleri, giriş hava akımı ve proses verimini de içerecek şekilde bütün önemli parametreleri dikkate alır," ya da

• "Temsili bir noktada sürekli akış ölçümü" yapar.

Nitrik asit üretimi için, işletme teknik olarak elverişli olduğunda, yukarıda birinci alternatif yöntem olarak belirtilmiş olan İ&R Tebliği Madde 41 (5) (a) kapsamındaki yöntemi kullanır. Bu durumda işletme, amonyak girdi yükü veya sürekli emisyon akış ölçümü tarafından akışın belirlenmesi gibi önemli parametrelere dayanarak bir kütle dengesi yöntemini içeren alternatif bir yöntemi Bakanlığa sunabilir. Yöntemin Bakanlık tarafından kabul edilmesi durumunda emisyon hesapları Bakanlıkça belirlenen yöntem kullanılarak hesaplanır [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B3].

İzleme Planında aksi belirtilmedikçe baca gazı akışının belirlenmesinde Denklem 18 ve Denklem 19 kullanılır.



Denklem 18:

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.



Denklem 19:

Baca Gazı Akışının Belirlenmesi

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

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

Baca gazı akışının belirlenmesi için gerekli olan V_{hava} 'nın hesaplanmasında kullanılan V_{birinci} , 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. Son olarak $V_{\text{sızdırmazlık}}$ değeri ise; nitrik asit üretim prosesi içinde saflaştırılmış hava akışının değerlendirilmesi ile belirlenir [Bkz. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16].

iii. Saatlik N₂O Emisyonları

N₂O emisyonlarının izlenmesi sırasında, baca gazı akışının belirlenmesinden sonra bu veriler kullanılarak saatlik N₂O emisyonları belirlenir. Sürekli emisyon ölçümünün (SEÖS) uygulandığı durumda her kaynak için yıllık ortalama saatlik N₂O emisyonları Denklem 20 kullanılarak hesaplanır.



Denklem 20:

Saatlik N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi (İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B2)

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort.saat}} [\text{kg/s}] = \Sigma (N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} [\text{mg/Nm}^3] * \text{Baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} [\text{Nm}^3/\text{s}] * 10^{-6} / \text{işletim saatleri} [\text{s}])$$

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

$N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}}$ = İşletim sırasında ölçülen baca gazı akışındaki N₂O'nun saatlik konsantrasyonları, mg/Nm³ cinsinden

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

İ&R Tebliği EK-3 Bl.16 B.2 uyarınca saatlik N₂O emisyonlarına ilişkin olarak azaltma uygulandığı durumlarda işletme, NO_x/N₂O azaltım ekipmanlarının ardından temsili bir noktada ölçüm temelli yöntem kullanarak, her bir emisyon kaynağından çıkan baca gazındaki saatlik N₂O konsantrasyonunu belirler. Hem azaltılmış hem de azaltılmamış koşullar süresince; işletme tüm emisyon kaynaklarının N₂O konsantrasyonlarını ölçmeye yönelik teknikler uygular. Bu süreçte belirsizliklerin artması halinde, bunları belirsizlik değerlendirmesi süresinde dikkate alır. Ayrıca, işletme gerekli olduğunu gördüğü durumlarda bütün ölçümleri kuru gazı baz alarak ayarlar ve onları sürekli raporlar.

iv. Yıllık N₂O Emisyonları

İşletme, sürekli emisyon ölçümü (SEÖS) kullanarak üretiminden kaynaklanan N₂O emisyonlarını izler. Yakıtların yakılması faaliyetlerinden salınan N₂O emisyonları kapsama girmemektedir. Bu yüzden işletme, sadece üretimden kaynaklanan N₂O emisyonlarını SEÖS kullanarak izler. Ayrıca işletme, azaltılmış emisyonlar için ölçüm temelli yöntem ve azaltılmamış emisyonların geçici oluşumları için hesaplama temelli yöntem (kütle dengesi yöntemi) kullanarak üretiminden kaynaklanan N₂O emisyonlarını izler.

İşletme, sürekli emisyon ölçümünün uygulandığı her bir emisyon kaynağı için aşağıda belirtilen Denklem 21'i kullanarak toplam yıllık emisyonun bütün saatlik emisyonların toplamı olup olmadığını, yani emisyon hesaplarının doğruluğunu değerlendirir.



Denklem 21:

Yıllık N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi (İ&R Tebliği EK-3.16.B1)

$$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{yıllık}} [t] = \sum (N_2O \text{ kons}_{\text{saatlik}} [mg/Nm^3] * \text{baca gazı akışı}_{\text{saatlik}} [Nm^3/s]) * 10^{-9}$$

N₂O emisyonları, yıllık = Emisyon kaynağından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonları ton N₂O cinsinden

N₂O kons,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

B. N₂O Emisyonlarının Hesaplanması

Önceki bölümde N₂O emisyonlarının belirlenmesi anlatılmıştır. N₂O emisyonları ölçüm temelli yöntemle belirlenmektedir. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B5 uyarınca; 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; işletme Bakanlığın uygun görüşü ile bir kütle dengesi yöntemi kullanılarak N₂O emisyonlarını hesaplar. Bu hesaplama İ&R Tebliği Madde 39 kapsamında belirtilen kademe, belirsizlik ve asgarî kademe ile uyumlu olmalıdır. İşletme, kullandığı hesaplama yöntemini, emisyon süresince kimyasal reaksiyondan ortaya çıkan azami potansiyel N₂O emisyon oranına dayandırır.

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

C. Yıllık CO₂ Eşdeğerinin (CO₂ (eşd)) Belirlenmesi

İşletme, İ&R Tebliği EK-5 Bl.3'te bulunan küresel ısınma potansiyel (KIP) değerlerini ve aşağıda verilen Denklem 22'yi kullanarak bütün emisyon kaynaklarından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonlarını CO₂ (eşd)'e çevirir.



Denklem 22:

Yıllık CO₂ Eşitliğinin Belirlenmesi (İ&R Tebliği EK-3.16.C)

$$CO_2(eşd)[t] = N_2O_{Yıllık} [t] * KIP_{N_2O}$$

KIP= Küresel Isınma Potansiyeli (İ&R Tebliği EK-5 Bl.3)

CO₂(eşd) = Eşdeğer CO₂

N₂O yıllık = Belirlenen yıllık N₂O emisyonları



N₂O'nun toplam yıllık emisyonları ton cinsinden üç ondalık haneli olarak ve CO₂ (eşd) olarak yuvarlanmış ton cinsinden raporlanır.

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

5.4.1.3 Transfer Edilen/Dâhilî CO₂ 'nin İzlenmesi

Transfer Edilen/Dâhilî CO₂ emisyonları, ölçüm temelli yöntem kullanılarak izlenir. Yönetmelik EK-1 kapsamında yürütülen faaliyetlerden herhangi birinden salınan sera gazı emisyonlarının, Yönetmelik EK-1 kapsamında belirtilen bir tesise gönderilmesi ya da tesise alınmasını durumlarında CO₂ emisyonları ölçüm temelli yöntem kullanılarak belirlenmek zorundadır. Transfer edilen emisyon, temel itibarıyla bir Yönetmelik EK-1 faaliyetinde üretilen karbondioksit emisyonunun havaya verilmeden yeraltında depolanması veya başka bir tesise gönderilmesi durumunu kapsar. Dâhilî emisyon ise yakıt olarak kullanılabilecek bir gazın içinde bulunan karbondioksit ile işaret etmektedir. Bu emisyon tipleri aşağıda detaylandırılmıştır.

A. Dâhilî CO₂

Dâhilî CO₂, bir yakıtın parçası olan CO₂'yi ifade eder ve doğal gazda, veya yüksek fırın gazı veya kok fırını gazını içeren bir atık gazın içinde olanı da kapsayacak şekilde, bahse konu yakıt için emisyon faktörlerine ilave edilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 46 (1)] .

Dâhilî CO₂; Yönetmeliğin EK-1 kapsamında yer alan faaliyetlerden kaynaklandığı ve Yönetmelik EK-1 kapsamına giren bir tesise bir yakıt parçası olarak transfer edildiği durumda; ilk çıktığı tesisin emisyonları olarak değerlendirilmez. Fakat Dâhilî CO₂ Yönetmelik kapsamında yer almayan bir tesise transfer edildiği durumda ilk çıktığı tesisin emisyonları olarak değerlendirilir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 46 (2)] .

İşletme tesisten dışarı Transfer Edilen/Dâhilî CO₂ miktarını transfer edilmeden önce ve transfer edildiği tesiste belirler. Bu iki miktarın aynı olması gerekir. Transfer Edilen ve teslim alınan Dâhilî CO₂ miktarının aynı olmadığı durumlarda ve değerler arasındaki bu farkın ölçüm sistemlerinin belirsizliği ile açıklanabildiği hallerde, hem transfer eden hem de transfer edilen tesisin Emisyon Raporlarında her iki ölçülmüş değer aritmetik ortalaması kullanılır. Bu durumlarda, Emisyon Raporunda söz konusu değer aritmetik ortalamasına ilişkin atıfta bulunulur [Bkz. İ&R Tebliği Madde 46 (3)] .

B. Transfer Edilen CO₂

Yönetmelik EK-1'de yer alan bir tesisin, sebep olduğu sera gazı emisyonlarını EK-1 kapsamında yer alan veya almayan yakındaki başka bir tesise yönlendirmesi gibi durumları [İ&R Tebliği Madde 47] düzenler. Buna göre işletme, bir tesisten diğerine transfer edilen CO₂ miktarını belirlemek için İ&R Tebliği 6. Bölümde belirtilen ve 41, 42 ve 43. Maddelerde yer alan emisyonların belirlenmesi, verilerin toplanması ve kayıp veri esaslarına dayanarak ölçüm temelli yöntem kullanılır. Emisyon kaynağı ölçüm noktasına tekabül eder ve emisyonlar transfer edilen CO₂ miktarı olarak ifade edilir.

İşletme, bir tesisten diğerine transfer edilen CO₂ miktarını belirlemek için, teknik olarak elverişli ise İ&R Tebliği EK-7'nin birinci bölümünde tanımlanan kademe 4'ü uygular. Aksi takdirde durumun belgelenmesi şartıyla bir düşük kademeyi uygulayabilir. İşletmeler hem CO₂ transfer eden, hem de CO₂ transfer edilen tesislerde söz konusu CO₂ miktarını İ&R Tebliği Madde 46 (3) uyarınca belirleyebilir.

5.4.2 Ölçüm Cihazlarının Kalibrasyonu

Ölçüm konusu, hangi izleme yöntemi (asgari, hesap temelli, ölçüm temelli) uygulanırsa uygulansın, veri kalitesi ve raporlanacak emisyon rakamlarının güvenilirliği açısından önemlidir.

Kalibrasyon, bir ölçüm aletinin veya ölçme sisteminin gösterdiği veya bir ölçeğin ifade ettiği değerler ile ölçülenin bilinen değerleri arasındaki ilişkiyi belirli koşullar altında oluşturan işlemler dizisi olarak tanımlanır. Bir başka deyişle, bir ölçme aleti veya düzeneğinin doğru sonuçlar verecek şekilde ayarlanmasıdır. Ölçüm cihazlarının kalibrasyonunun doğru yapılması sera gazı emisyonlarının ölçümünde daha doğru sonuçlar alınması bakımından önemlidir. Ölçüm temelli yöntemde ölçümlerin kalitesinin belirlenmesi için kalibrasyonun iyi yapılması gerekmektedir.

Bütün ölçümler, 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].

Ölçüm cihazlarının standartlarının doğru belirlenmesi; cihazların daha doğru ölçüm yapmasını ve emisyonların belirlenmesinde daha doğru sonuçlar vermesini sağlayacağı için önemlidir. Bu yüzden işletme, tesisin kategorisine [Bkz. Bl. 4.5] göre gerekli kademeyi aşağıda detaylandırıldığı üzere sağlamalıdır.



İşletmeye ait ölçüm cihazları, özellikleriyle beraber "Ölçüm Cihazları" sayfasında listelenir. Yine bu sayfada bulunan "Yeni Ölçüm Cihazı Ekle" butonu kullanıcıyı "Ölçüm Noktaları İçin Faaliyet Verilerinin Belirlenmesi İçin Kullanılacak Ölçüm Cihazlarının Konumu ve Spesifikasyonu" sayfasına yönlendirir. Bu sayfada ölçüm cihazına ait "Etiket, Cihaz Numarası, Cihaz Türü, Cihaz Konumu, Ölçüm Aralığı, Belirsizlik, Belirsizlik Referansı, Kalibrasyon Sıklığı ve Tipik Kullanım Aralığı" bilgileri uygulamaya girilir.

5.4.3 Kademe Gereksinimleri

Emisyonların belirlenmesi için gereken her bir parametre, farklı veri kalite düzeyleriyle belirlenir ve bu veri kalite düzeylerine "kademe" adı verilir. Kademe, faaliyet verisi ve hesaplama faktörlerinin belirlenmesinde kullanılır. Kademenin seçimi her bir ölçüm noktasındaki yıllık tahmini emisyon [Bkz. Bl. 4.4] miktarına

bağlıdır. İhtiyatlı bir yöntem kullanılan bu hesaplamada faaliyet verileri için bir önceki takvim yılının verileri, hesaplama faktörleri için Bölüm 4.4'te bahsedilen standart değerler alınır.

Ölçüm temelli yöntemde kademenin belirlenmesi, hesaplama temelli yöntemde kullanılan kaynak akışı [Bkz. Bl. 5.3.4] kategorisinin belirlenmesinden farklı yapılıdır. SEÖS kullanılan durumlarda kademe tespiti için söz konusu sera gazının sürekli ölçümünün yapıldığı noktalar, küçük ve büyük ölçüm noktaları olarak aşağıdaki gibi sınıflandırılır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 39 (1)];

Aşağıda, İ&R Tebliği Madde 17-4'e göre ölçüm noktaları için aşağıdaki sınıflandırma kullanılmalıdır.

- *Küçük ölçüm noktası: Yılda 5000 ton fosil CO₂(eşd) veya mutlak değer olarak hangisi daha yüksekse, yılda en fazla 100.000 fosil CO₂(eşd) tona kadar, tesisin toplam emisyonlarının %10'undan az olan kaynak.*
- *Büyük ölçüm noktası: Küçük emisyon kaynağı olarak tanımlanmamış.*

Yapılan bu ölçüm noktası sınıflandırmasının amacı, ölçüm temelli yöntemde söz konusu sera gazı akışı için gerekli olan kademeyi belirleyebilmektir. Küçük ölçüm noktaları İ&R Tebliği EK-7 Bl.1'de listelenen en yüksek kademedeki en az bir kademe daha düşük olanı uygular. Büyük ölçüm noktaları ise İ&R Tebliği EK-7 Bl.1'de listelenen kademe seviyeleri içerisinde en yüksek olanı uygular. Örnek vermek gerekirse, N₂O emisyonları için İ&R Tebliği'nde listelenen en yüksek kademe 3'tür. Bu durumda küçük ölçüm noktası için kademe 2 alınırken büyük ölçüm noktası için kademe 3 alınır.

Ölçüm temelli yöntemde özgü kademe gereksinimleri, asgari kademe seviyeleri ve uygulanabilen maksimum belirsizlikler Tablo 1 ve Tablo 2'de özetlenmiştir. (İ&R Tebliği EK-7 Bl.1).



İşletme, İ&R Tebliği Madde 11-a uyarınca tüm emisyon kaynaklarının belirsizlik değerine ve kademelere uyulduğuna dair bilgi ve belgeleri sunmakla yükümlüdür.



İ&R Tebliği Madde 47 (3) uyarınca: işletme, bir tesisten diğerine transfer edilen CO₂ miktarını belirlemek için, İ&R Tebliğinin EK-7 Bl.1'inde tanımlanan kademe 4'ü uygular. Ancak, söz konusu kademenin uygulanmasının teknik olarak elverişli olmadığına kanıtlanması durumunda ise bir düşük kademeyi uygulayabilir.



Tablo 1:
SEÖS için Kademeler (İ&R Tebliği EK-7 Bl.1)

	KADEME 1	KADEME 2	KADEME 3	KADEME 4
CO ₂ Emisyon Kaynakları	±10%	±7,5%	±5%	±2,5%
N ₂ O Emisyon Kaynakları	±10%	±7,5%	±5%	n.a.
Transfer Edilen CO ₂	±10%	±7,5%	±5%	±2,5%

Tablo 1'de tesisten salınan farklı sera gazları için verilen, kademe ve belirsizlik değerleri her bir kademe için belirlenen azamî izin verilebilir belirsizlikleri göstermektedir. "n.a" ise belirlenen kademede uygulanan bir belirsizliğin bulunmadığını belirtir.

Tablo 2'de tesis kategorisine göre salınan farklı sera gazları için gerekli olan asgari kademe gereksinimleri belirtilmiştir. Buna göre kademeleri tespit etmek için bir işletme, öncelikle kendi tesis kategorisi ve sera gazına tekabül eden Tablo 2'deki büyük ölçüm noktaları kademesini kullanacaktır. Eğer küçük ölçüm noktası söz konusuysa Tablo 2'de belirtilen kademenin bir altındaki kademe,



İ&R Tebliği Madde 39 (2) uyarınca: "İşletme, İ&R Tebliği Madde 39 (1) kapsamındaki kademe uygulaması veya Madde 24 kapsamındaki seviyeleri kullanarak bir hesaplama yönteminin uygulanmasının teknik olarak elverişli olmadığına dair sunulan belgelerin Bakanlık tarafından uygun bulunması durumunda; ilgili emisyon kaynakları için asgarî düzey kademe 1 olmak üzere **en az bir kademe daha düşük** olanı uygulayabilir."

transfer edilen CO₂ kaynağı için ise kademe 4 uygulanır. Bu kademeler teknik olarak uygulanmıyor ise o durumda Bakanlık oluruyla Tablo 1'deki daha düşük kademeler uygulanabilir. Tüm bu anlatılan kademelerin belirsizlik değerleri Tablo 1'de verilmektedir.



Tablo 2:

Ölçüm Temelli Yöntemleri İçin Asgari Kademe Gereksinimleri (İ&R Tebliği EK-7 Bl.2)

SERA GAZI	KATEGORİ A	KATEGORİ B	KATEGORİ C
CO ₂	Kademe 2	Kademe 2	Kademe 3
N ₂ O	Kademe 2	Kademe 2	Kademe 3

5.4.4 Verilerin Toplanması, Kayıp Veri ve Emisyon Hesabının Teyidi

Ölçüm temelli yöntemde, sera gazı emisyonlarının belirlenmesi ölçüm cihazları kullanılarak verilerin toplanması temeline dayanmaktadır. Toplanan verilerin doğruluğu sera gazı emisyonlarının belirlenmesinde oldukça önemlidir. Ölçüm sistemleri kullanılan tesislerde, sürekli emisyon ölçüm sistemlerinde gerçekleşecek bir hatadan ya da ölçüm sistemlerinin ölçüm yapmamasından kaynaklanan veri kayıpları meydana gelebilir. Kayıp veri oluşmasını engellemek amacıyla ölçüm temelli yöntemle toplanan verilerin teyidi hesaplama temelli ihtiyatlı bir yöntem kullanılarak yapılır.

5.4.4.1 Veri Toplanması

Ölçüm temelli yöntemde, SEÖS kullanılarak sera gazı emisyonlarının izlenmesine ilişkin belirlenen aralıklar baz alınarak veri toplanır. Toplanan veriler kullanılarak tesiste, yıllık sera gazı emisyonları belirlenir.

Ölçüm temelli yöntemde verilerin tutulması ve kayıp veri için uygun önlemlerin alınması oldukça önemlidir. Bunun için İ&R Tebliği Madde 42 uyarınca verilerin toplanması ile ilgili şartlar aşağıda belirtilmiştir:

- İşletme, ölçüm temelli yöntemi kullanarak emisyonları izlerken, ölçüm saatinde mevcut olan bütün veri noktalarını kullanarak, konsantrasyon ve baca gazı akışını da içeren her bir parametre için saatlik ortalamaları hesaplamalıdır.
- İşletme, ilave maliyet getirmemesi halinde, daha kısa referans süreleri için veri üretebildiğinde, İ&R Tebliği Madde 41 (1) uyarınca yıllık emisyonların belirlenmesi için bu süreleri kullanır.
- İşletme, bir parametre için sürekli ölçüm ekipmanlarının, ölçüm saatinin bir kısmında veya referans süresinde kontrol dışı, kapsam dışı veya işletim dışı olduğu durumlarda veri noktalarının azami sınırının %80'inin sağlanması kaydı ile bu ölçüm saati veya daha kısa referans süreleri belirleyerek bu süre boyunca kalan veri noktasına orantılı saatlik ortalamayı hesaplar. En az %80 azamî sınırın sağlanmadığı durumlarda ise İ&R Tebliği'nin 43. Maddesinde kayıp veri için belirtilen koşullar kullanılır.



Verilerin Toplanması, Kayıp Veri ve Emisyon Hesabının Teyidi, Elektronik Emisyon Raporları hazırlanırken belirtilenlerdir. İzleme Planında açıklanmasına gerek yoktur.

5.4.4.2 Kayıp Veri

Ölçüm sistemlerinde kontrol dışı, aralık dışı veya işletim dışı kalan ekipmana bağlı olarak meydana gelen veri kaybı "kayıp veri" olarak nitelendirilir. Sera gazı emisyonlarının izlenmesi ve emisyon hesabının yapılması için verilerin eksiksiz belirtilmesi gerekmektedir. Verilerde kaybın meydana gelmesi emisyon hesabını etkilemektedir. Tesis tarafından kayıp verinin aşağıda anlatıldığı üzere mümkün olduğunca engellenmesi ve ikame edilmesi gerekmektedir [Bkz. Denklem 23 ; İ&R Tebliği Madde 43] :

- SEÖS'te bulunan ölçüm ekipmanının bir kısmının bir takvim yılı içerisinde beş ardışık gün boyunca işletim dışı kaldığı durumlarda işletme, Bakanlığı derhal bu konuda bilgilendirmeli ve etkilenen emisyon izleme sisteminin kalitesini arttırmak için gerekli önlemleri almalıdır.
- Bir ya da daha fazla parametre için ölçüm cihazlarının kontrol dışı, aralık dışı veya işletim dışı kaldığı durumlarda, veri için geçerli bir saat veya daha kısa bir referans süresi belirlenemediği durumlarda her kayıp saat verisi için ikame değerler belirlenir.
- Doğrudan konsantrasyon olarak ölçülen bir parametre için verinin geçerli saati veya daha kısa bir referans süresi sağlanamadığı durumlarda, işletme İ&R Tebliğinin EK-7 kapsamında yer alan 4. Denklemini kullanarak [Bkz. Denklem 23] , ortalama bir konsantrasyon ve bu ortalama ile bağlantılı standart sapmanın iki katını toplayarak bir ikâme değeri hesaplar.
- İşletme, konsantrasyon dışında bir parametre için bir saatlik verinin temin edilemediği durumda, uygun bir kütle denge modeli veya prosesin enerji dengesi yöntemlerini kullanılarak söz konusu verinin ikâme değerini elde eder. Ayrıca işletme, veri boşluğu ile aynı süreli bir zaman periyodundaki düzenli çalışma koşullarındaki veriyi ve ölçüm temelli yöntemin geriye kalan ölçülmüş parametrelerini kullanarak sonuçları doğrular.

Denklem 23 kullanılarak kayıp veri ikâme edilir.



Denklem 23:

Ölçüm Temelli Yöntem için Kayıp Verinin İkame Edilmesi
(İ&R Tebliği EK-7 Bl.5 Denklem 4)

$$C = \bar{C} + 2\sigma$$

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

σ = Bütün raporlama döneminde veya veri kaybının gerçekleştiği durumlarda uygulanan özel koşulları yansıtan uygun bir dönem boyunca, ilgili parametrelerinin konsantrasyonunun standart sapmasının en iyi tahminini ifade eder.

5.4.4.3 Emisyon Hesabının Teyidi

Tesisten kaynaklı emisyonların ölçüm temelli yöntemle belirlendiği takdirde işletme tarafından emisyon hesabının teyit etmesi gerekmektedir. İşletme ölçüm temelli yöntem kullanılarak belirlenen emisyon miktarını, nitrik asit üretiminden kaynaklanan N₂O emisyonlarını transfer edilen sera gazları hariç olmak üzere ihtiyatlı bir yöntem (hesaplama temelli yöntem) kullanarak teyit etmelidir. Başka bir deyişle, hesap teyidi Yönetmelik EK-1'de yer alan adipik asit, gliksal ve gliksilik asit tesislerindeki N₂O ve varsa ölçüm temelli izlenen CO₂ için yapılır. Tesisin belirlediği hesaplama yönteminin kabulü Bakanlığın yetkisi dahilindedir. İşletmenin kullandığı hesaplama yöntemini Bakanlığa



Emisyon hesabının teyidinde ilişkin yükümlülüğünden; nitrik asit üretiminden kaynaklı N₂O emisyonları ve Transfer Edilen/Dâhili CO₂ emisyonları muaftır.

ek olarak sunması gerekmektedir. Emisyon hesabının teyidinde ilişkin örnek hesaplamayı Örnek 12’de bulabilirsiniz [Bkz. İ&R Tebliği’i Madde 44].



Örnek 12:

Tesis: Adipik Asit Fabrikası

Salınan Sera Gazları: CO₂, N₂O

SEÖS Yıllık Emisyon Miktarı: 30.000 ton N₂O

Yıllık Adipik Asit Üretimi: 100.000 ton Adipik Asit

Hesaplama Faktörü:

•EF = 300 kg N₂O / ton Adipik Asit (IPCC Kılavuzu)

Hesaplama Yöntemi ile Yıllık N₂O Emisyon Miktarı:

= 100.000 ton Adipik Asit x 300 kg N₂O / ton Adipik Asit

= 30.000.000 kg N₂O

= 30.000 ton N₂O

SEÖS Yıllık Emisyon Miktarı = Hesaplama Yöntemi ile Yıllık Emisyon Miktarı

5.5 İzleme Yöntemlerinin Birleştirilmesi

Sera gazı emisyonlarını izlemek için 3 farklı yöntem tanımlanmıştır. Bunlar: hesaplama temelli yöntem, ölçüm temelli yöntem ve asgarî yöntemdir. Hesaplama ve ölçüm temelli yöntemlerin seçimi, İ&R Tebliği EK-3’te belirtilen özel durumlar hariç (örneğin; PFC emisyonları hesaplama temelli yöntem ile izlenir ya da N₂O emisyonları ölçüm temelli yöntem ile izlenir) işletmeye bırakılmıştır. Asgarî yöntemin kullanılması ise İ&R Tebliği Madde 20’de belirtilen şartların yerine getirilmesine bağlıdır. Bunların haricinde işletme, İ&R Tebliği Madde 19 (2) uyarınca emisyon ile ilgili veri eksikliklerinin veya mükerrer sayımın olmaması halinde izleme yöntemlerini birleştirerek kullanabilir.

Bölüm 5.1 “İzleme Yönteminin Seçimi” başlığı altında verilen örnekte de açıklandığı gibi: “Adipik asit üreten bir tesiste yakıtların yakılmasından kaynaklı CO₂ emisyonu hesaplama temelli yöntem ile belirlenirken, proses kaynaklı N₂O emisyonunun belirlenmesi için ölçüm temelli yöntem kullanılabilir.” İzleme yöntemlerinin birleştirilmesine başka bir örnek vermek gerekirse: “Demir-çelik üretimi yapan tesiste bulunan kazan kok kömürü ile ateşlenmektedir. Bu kazanda gerekli ölçüm cihazları bulunduğu için CO₂ emisyonları ölçüm temelli yöntem ile izlenmektedir. Aynı zamanda çelik yapımından kaynaklı CO₂ emisyonlar için kütle denge yöntemi yani hesaplama temelli yöntem tercih edilmiştir. Son olarak çelik yapımı için gerekli olan ısının elde edilebilmesi için doğal gaz kullanılmıştır ve doğal gazın yakılmasından kaynaklı CO₂ emisyonları standart yöntem yani hesaplama temelli yöntem ile izlenmesi tercih edilmiştir. Bu tesiste izleme yöntemleri birleştirilmiştir.”

BÖLÜM 6: BELİRSİZLİK DEĞERLENDİRMESİ

Belirsizlik; yüzde olarak ifade edilen, sistematik ve rastgele faktörlerin etkilerini de içerecek şekilde, değerlerin dağılımındaki olası bir asimetriyi dikkate alarak ve elde edilen değerlerin %95'ini kapsayan ortalama değer çevresindeki güven aralığını tanımlayan, belirli bir miktara makul ölçüde atfedilebilecek değerlerin dağılımını karakterize eden büyüklük tayininin sonuçları ile ilişkili parametreyi ifade eder [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4 (c)].

İzlenen emisyonların doğru değerlendirilebilmesi, sunulan verilerin güvenilirliğine bağlıdır. Verilerin güvenilirliği ise gerçeğe olan yakınlığıyla ilgilidir. Çünkü aynı ölçüm cihazı aynı miktarı ölçse dahi ölçümlerin sonucu farklılık gösterebilir. Bu fark ise cihazların belirsizliğinden (hassasiyetinden) kaynaklanmaktadır. İşletmenin bu belirsizliğin kalitesini belirli bir seviyede tutması gerekmektedir. Bu durum İ&R Tebliğinde kademe olarak tanımlanmaktadır. Asgari yöntem kullanan işletme ise tesisin toplam kademesini [Bkz. Bl. 5.3.5] belirlemelidir. İşletmenin, İzleme Planı ile birlikte sunacağı belirsizlik analizinde, her bir kaynak akışı ya da ölçüm noktası için ölçüm cihazından kaynaklanan belirsizliklerin belirlenmiş kademenin altında olduğunu göstermesi gerekmektedir.

Laboratuvar da kullanılan yöntemlerin değerlendirilmesi ve optimize edilmesi, doğruluk ve kesinliği birbirinden ayırarak hata ve kusurların belirlenmesine yardımcı olur. Bu kapsamda belirlenen gerçek değer, "ölçülen ortalama değer $\pm$ belirsizlik" şeklinde ifade edilir. Ancak, hazırlanacak olan İzleme Planı ve akabinde sunulacak olan Emisyon Raporunda belirsizlik değeri girilmeyecek olup yalnızca ölçülen ortalama değer girilecektir.

Son olarak, İ&R Tebliği Madde 11 (1) uyarınca her bir kaynak akışı ve emisyon kaynağı (asgari yöntem, hesaplama temelli yöntem ve ölçüm temelli yöntem dahil) için faaliyet verilerinin ve hesaplama faktörlerinin ilgili kademelerle ilişkin belirsizlik eşiklerini sağladığına dair bilgi ve belgeler İzleme Planında sunulmalıdır. Sunulacak olan bu bilgi ve belgeler ilgili kademede belirtilen belirsizlik eşiğinin aşılmadığına dair kanıt niteliğindedir. Karşılansması gereken bu belirsizlik eşikleri her bir izleme yöntemi ve her bir kademeye göre değişmektedir.

Sunulacak olan bu belirsizlik değerlendirmesi aşağıdaki bilgileri içermelidir;

- Faaliyet verisi için belirsizlik eşikleriyle uyumlu olduğunu gösteren bilgi ve belgeler,
- Eğer ölçüm temelli yöntem kullanılıyorsa, ekipmanlar için belirsizlik gereklilikleriyle uyumlu olduğunu gösteren bilgi ve belgeler,
- Asgari yöntem tesisin en azından bir kısmına bile uygulanıyorsa, tesisin toplam emisyonu için bir belirsizlik değerlendirmesi sunulur.

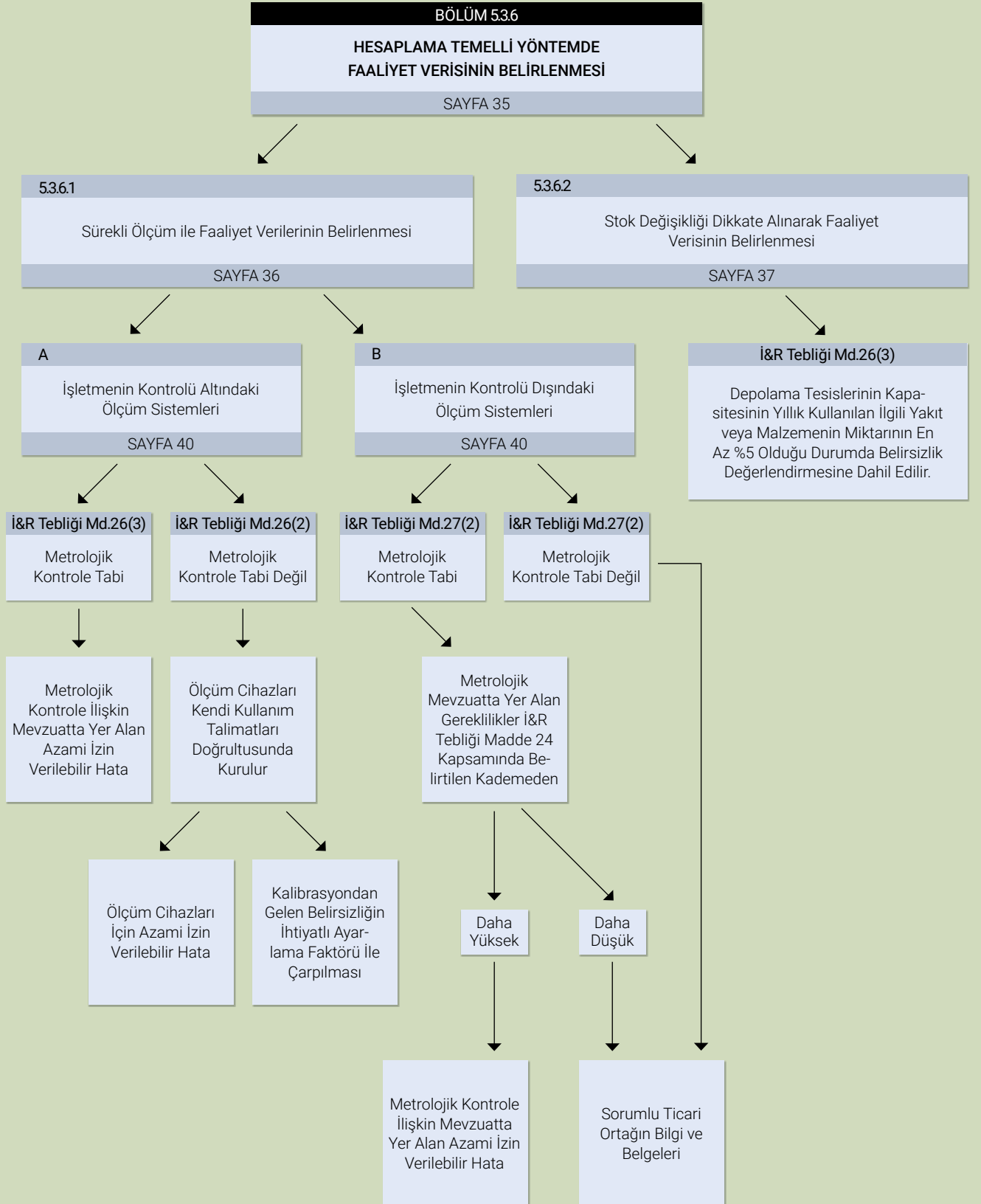


Belirsizlik değerlendirmesi hangi kademenin karşılandığını belirlemek için gereklidir. İzleme Planı her zaman minimum gerekli kademeyi değil, gerçekte uygulanan kademeyi yansıtmalıdır.



Şekil 16:

Hesaplama Temelli Yöntemde
Faaliyet Verisinin Belirlenmesi



6.1 Hesaplama Temelli Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi

Hesaplama temelli yöntemde belirsizlik, faaliyet verilerini ölçen cihazlardan kaynaklanmaktadır. İşletmeler, her bir kaynak akışı için belirledikleri kademelerin altında olduklarını ilgili kaynak akışının belirsizliğini bularak göstermelidir. Şekil 16'da hesaplama temelli yöntem kullanılarak faaliyet verisinin belirlenmesinde belirsizlik analizleriyle ilgili gerekli bilgiler bulunmaktadır. Ayrıca yine bu şekil üzerinde gerekli noktalarda daha detaylı bilgi için bu kılavuzun ilgili bölümlerine yada İ&R Tebliğinin ilgili bölümlerine yönlendirmeler bulunmaktadır.

Hesaplama temelli yöntem kullanılırken faaliyet verilerini belirlemek için kullanılan kademeler kullanılır. Ancak hesaplama faktörlerine ilişkin kademeler belirsizlik eşiklerine dayanmamaktadır. Hesaplama faktörü ya varsayılan değerler yada uygulanabilir kademeye bağlı analize dayanan değerler olarak belirlenir. Hesaplama faktörünün (örneğin; tüketilen yakıtın NKD'si) belirlenmesinde eğer varsayılan değerler değil de analize dayanan değerler kullanılıyorsa söz konusu hesaplama faktörü için İ&R Tebliğinin EK-6'sındaki asgari analiz sıklığına uyulmalıdır. Eğer tesisin analiz sıklığı bu asgari değeri karşılamıyorsa Bakanlığa başka bir sıklık kullanmak üzere başvurulabilir. Bu başvuru için mevcut raporlama döneminden bir önceki raporlama dönemine ait yakıt veya malzemeler için analitik değerleri de içeren, söz konusu yakıt veya malzemeye karşılık gelen analitik değerlerdeki sapmanın, faaliyet verisinin belirlenmesi ile bağlantılı belirsizlik değerinin 1/3'ünü geçmediğini gösteren bir değerlendirme sunulmalıdır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 33 (2)].

6.2 Ölçüm Temelli Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi

Ölçüm temelli yöntem tamamen ölçüm cihazlarının güvenilirliğine dayanan bir yöntemdir. Bu yüzden kullanılan cihazların hassasiyetinin, belirlenen kademelerin [Bkz. İ&R Tebliği EK-7 Bl. 1] altında olması gerekmektedir. İşletmeler her bir ölçüm noktası için belirledikleri bu kademelerin karşılandığını cihazların belirsizliklerini sunarak kanıtlamalıdır. Ölçüm cihazlarının kalibrasyon standartları ile ilgili daha açıklayıcı bilgiler bu kılavuzda "Bölüm 7.2.1 Ölçüm Ekipmanlarının Kalite Güvencesi" başlığı altında yer almaktadır.

6.3 Asgari Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi

Asgari yöntem hesaplama ölçüm temelli yöntemlerin aksine kademelere dayanmayan bir izleme yöntemidir. İ&R Tebliği Madde 20 uyarınca belirtilen koşulların sağlanması durumunda asgari yöntem kullanılabilir ve ilgili koşulların belirsizlikle ilişkili olan maddesi aşağıda verilmiştir:

•İşletmenin, söz konusu asgari yöntemi uygulayarak, bütün tesis için sera gazı emisyonlarının yıllık seviyesine ilişkin toplam belirsizlik eşiklerinin kategori A tesisleri için %7,5'i, kategori B tesisleri için %5,0'ı ve kategori C tesisleri için %2,5'i aşmadığını gösterdiği durumlardır."



Hesaplama temelli yöntemle ilişkin detaylı bilgi ve açıklamaları Bölüm 5.3'te bulabilirsiniz.



Ölçüm temelli yöntemle ilişkin detaylı bilgi ve açıklamaları Bölüm 5.4'te bulabilirsiniz.



Asgari yöntemle ilişkin detaylı bilgi ve açıklamaları Bölüm 5.2'te bulabilirsiniz.

BÖLÜM 7: VERİ YÖNETİMİ VE KONTROLÜ



Veri yönetimi ve kontrolü ile ilgili daha detaylı açıklamalar için Bakanlık tarafından yayınlanan Veri Akış Faaliyetleri ve Kontrol Sistemine İlişkin Rehber'e bakınız.



Uygulamada "Yönetim Bilgileri" sekmesi bu bölüme göre doldurulmalıdır. Bu sekme, "Emisyonların İzlenmesi ve Bildirilmesine Yönelik Sorumluluklar", "Kısaltmalar", "Prosedürler" ve "Risk Analizi" başlıklarından oluşmaktadır.

Bu bölümde, İzleme Planına dahil edilecek olan sera gazı emisyonlarına ait verilerin kontrollü bir şekilde nasıl toplanacağı ve saklanacağına dair bilgi verilmektedir. Ayrıca bu kapsamda elde edilecek verilerin kalitesi için oluşturulacak kontrol sistemlerinin neler içermesi gerektiği ve hangi hususlara dikkat edilmesi gerektiği ele alınmıştır. Son olarak, bu bölümün sonunda İzleme Planında sunulacak olan prosedüre ilişkin bir örnek verilmiştir.



Şekil 17:
Yönetim ve Kontrol
Sistemlerinin Şeması

BÖLÜM 7 VERİ YÖNETİMİ VE KONTROLÜ SAYFA 61

7.1 Veri Akış Faaliyetleri SAYFA 62

7.2 Kontrol Sistemleri SAYFA 62

7.2.1 Ölçüm Ekipmanlarının Kalite Güvencesi SAYFA 62

7.2.2 Bilgi Teknolojilerinin Kalite Güvencesi SAYFA 63

7.2.3 Görevlerin Dağıtılması SAYFA 63

7.2.4 Dahili İncelemeler ve Verinin Onaylanması SAYFA 63

7.3 Düzeltilmeler ve Düzeltici Faaliyetler SAYFA 64

7.4 Hizmet Alımı ile Gerçekleştirilen Faaliyetler SAYFA 64

7.5 Veri Boşlukları SAYFA 64

7.6 Kayıtlar ve Belgelendirme SAYFA 65

7.1 Veri Akış Faaliyetleri

Veri akış faaliyetleri; birincil kaynak verileri kullanılarak hazırlanacak bir Emisyon Raporu için gerekli olan verilerin elde edilmesi, işlenmesi ve kullanılması ile ilgili faaliyetleri ifade eder [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4 (j)].

Veri akış faaliyetleri için yazılı prosedürler oluşturulur, belgelendirilir, uygulanır ve sürekliliği sağlanır. Hazırlanan bu prosedürler İzleme Planına eklenerek Bakanlığın onayına sunulur.



"Yönetim Bilgileri" sekmesinde "Prosedürler" başlığı altında işletmenin veri akış faaliyetleri için oluşturduğu prosedür, "Veri Akış Faaliyetleri için Oluşturulan Prosedür" başlığı altında uygulamaya tanımlanır.

7.2 Kontrol Sistemi

İ&R Tebliği Madde 49 (1) ve (2) uyarınca İzleme Planının Bakanlıkça onaylanmasından sonra sunulacak olan raporun hatalı beyan içermemesi ve İzleme Planının İ&R Tebliği ile uyumlu olması gerekmektedir. Ayrıca, sunulacak olan İzleme Planında kullanılacak verilerin kalitesini artırmak için kontrol sistemi oluşturulur, uygulanır ve sistemin devamlılığı sağlanır. Bu kontrol sistemi, işletmenin dâhilî riskler ve kontrol riskleri hakkındaki değerlendirmesini ve tanımlanmış riskleri azaltacak kontrol faaliyetleri ile ilgili yazılı prosedürleri kapsar. Bunun yanı sıra, kontrol faaliyetleri ile ilgili prosedür İ&R Tebliği Madde 49 (3) uyarınca aşağıdaki maddeleri içerir:

- Ölçüm ekipmanlarının kalite güvencesi [Bkz. Bölüm 7.2.1],
- Proses kontrol bilgisayar teknolojisini de içeren, veri akış faaliyetleri için kullanılan bilgi teknolojileri sisteminin kalite güvencesi [Bkz. Bölüm 7.2.2],
- Zorunlu yetkinliklerin yönetimi olduğu kadar veri akış faaliyetlerindeki ve kontrol faaliyetlerindeki görevlerin ayrılması [Bkz. Bölüm 7.2.3],
- Verilerin iç tetkikleri ve veri doğrulaması [Bkz. Bölüm 7.2.4],
- Düzeltmeleri ve düzeltme önlemleri,
- Hizmet alımı ile gerçekleştirilen faaliyetlerin kontrolü,
- Belge yönetimini de içeren kayıt ve belgelerin saklanması.

İşletme, Yönetmelik ile Doğrulama ve Akreditasyona ilişkin mevzuata uyumlu olarak, iç tetkik sonuçlarını ve yıllık Emisyon Raporlarının doğrulanması esasında doğrulayıcı kuruluşun bulgularını dikkate alarak kontrol sisteminin etkinliğini izler [Bkz. İ&R Tebliği Madde 49 (4)]. Kontrol sisteminin etkin olmadığı veya tanımlanmış riskler ile uyumlu olmadığı belirlendiğinde, işletme kontrol sistemini geliştirir; İzleme Planını, veri akış faaliyetlerini, risk değerlendirmelerini ve kontrol faaliyetlerine yönelik yazılı prosedürlerini günceller.



Uygulamaya yüklenen prosedürlerin tamamı "Prosedürler" sayfasında listelenecektir.

7.2.1 Ölçüm Ekipmanlarının Kalite Güvencesi

Ölçüm ekipmanlarının kalite güvencesi, kontrol faaliyetlerinin kalite güvencesi için hazırlanan prosedür kapsamında sağlanmak zorundadır. İ&R Tebliği Madde 50 (1) uyarınca bu ekipmanların kalite güvencesi düzenli aralıklarla

kalibrasyonlarının yapılmasını, ayarlanmasını ve tetkiklerinin yapılmasını kapsar. Ayrıca, uygun olan durumlar için uluslararası ölçüm standartları ve tanımlanmış risklere uygun olup olmadığı kontrol edilir. Ölçüm sistemleri bileşenlerinin kalibre edilemediği durumlarda, bunlar İzleme Planında tanımlanır ve ilgili kontrol faaliyetleri sunulur. Bunun yanı sıra, ölçüm cihazlarının gerekli performansı karşılayamadığı durumlarda, ilgili mevzuat çerçevesinde gerekli düzeltici önlemler alınır.

Tesisteki her SEÖS için yılda en az bir kere referans yöntemleri ile paralel ölçümler de dâhil edilerek TS EN 14181 uyarınca ölçüm sistemleri için kalite güvence standartları uygulanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 50 (2)]. Ancak, kalibrasyon ve performans kontrolleri için gerekli parametre olarak emisyon sınır değerlerine ihtiyaç duyulduğu durumlarda, sera gazlarının yıllık ortalama saatlik konsantrasyonu emisyon sınır değerleri yerine kullanılır. Son olarak, kalibrasyonun yeniden yapılmasını da içeren kalite güvence gereksinimleri ile bir uyumsuzluk tespit edildiğinde, durum Bakanlığa rapor edilir ve düzeltici önlemler alınır.

7.2.2 Bilgi Teknolojilerinin Kalite Güvencesi

Tesisten toplanan emisyonlara dair verilerin kaydedilmesi, müdahalelerden korunması, kaybolma ve hata risklerinin azaltılması için bilgi teknolojilerinden yararlanılır. Bilgi teknolojileri sistemi, proses kontrol bilgisayar teknolojilerini de içeren veri akış faaliyetleri için kullanılır. Bilgi teknolojileri sisteminin güvenilir, doğru ve düzenli olarak veriyi işleyecek şekilde tasarlanması, belgelenmesi, test edilmesi, uyarlanması, kontrol edilmesi ve bakımının yapılması gerekmektedir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 51 (1)]. Bilgi teknolojileri sistemi aynı zamanda erişim kontrolü, yedekleme kontrolü, geri yükleme, süreklilik planı ve güvenlik gibi kontrol mekanizmalarını içermelidir.

7.2.3 Görevlerin Dağıtılması

Görev çakışmalarının önlenmesi ve tüm sorumlulukların yetkinliklere ve görevlere göre uygun şekilde paylaştırılması için her bir veri akış ve kontrol faaliyeti için sorumlu kişiler atanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 52]. Ayrıca, bu kişilere sorumluluklar uygun şekilde atanmalı, performans incelemeleri yapılmalı ve bu kişilere gerekli eğitimler verilmelidir.

7.2.4 Dâhilî İncelemeler ve Verinin Onaylanması

İşletme, bir risk değerlendirmesi yürüterek tesise dair dâhilî riskleri ve kontrol risklerini tanımlar. Bu riskler ışığında veri akış faaliyetlerinden [Bkz. Bl. 7.1] kaynaklanan veriyi aşağıdaki çalışmalarını yürütmek suretiyle gözden geçirir ve doğrular [Bkz. İ&R Tebliği Madde 53];

- Verinin tam olmasına dair kontrol,
- İşletme tarafından geçmiş yıllarda elde edilen, izlenen ve raporlanan verilerin karşılaştırılması,
- Uygun olan durumlarda, farklı veri toplama sistemlerinden alınan veri ve değerlerin aşağıdaki şekillerde karşılaştırılması gerekir:

x Yakıt veya malzeme satın alma verisi ile stok değişiklikleri verisi ve ilgili kaynak akışlarında tüketim verisi arasında karşılaştırma,

x Yakıt veya malzemeler için analiz, hesap veya tedarikçi ile belirlenen hesaplama faktörü ile, söz konusu yakıt veya malzemeler ile karşılaştırılabilir yakıt veya malzemelerin ulusal veya uluslararası referans faktörleri arasında karşılaştırma,



İ&R Tebliği Madde 52 (1) uyarınca: kontrol faaliyetlerinin olmaması durumunda, bütün veri akış faaliyetlerinin tanımlanmış dahili riskler ile orantılı olmasını sağlamak için, bu bilgi veya verinin belirlenmesi ve kaydedilmesi aşamasında yer almayan en az bir kişi tarafından onaylanması gerekir.

x Ölçüm temelli yöntemlerde elde edilen emisyonlar ile İ&R Tebliği'ni Madde 44 kapsamında gerçekleştirilen teyit hesaplarını karşılaştırma,

x Toplanmış veri ile ham veriyi karşılaştırma

Dahili incelemeler ve verinin onaylanması sırasında İ&R Tebliği Madde 53 (2) gözden geçirilmelidir.

7.3 Düzeltmeler ve Düzeltici Faaliyetler

Veri akış faaliyetlerinin[Bkz. Bl. 7.1] veya kontrol faaliyetlerinin[Bkz. Bl. 7.2] herhangi birinin etkili olmadığı ya da bu bölümlerde açıklanan prosedürlerle ortaya konulan sınırların dışına çıktığı durumlarda, uygun düzeltmeler yapılır ve emisyonların düşük tahmin edilmesini önlemek için reddedilmiş olan veri, aşağıdaki çalışmalar yürütülmek suretiyle düzeltilir[Bkz. İ&R Tebliği Madde 54 (2)] ;

- Bölüm 7.1'deki veri akış faaliyetleri ve Bölüm 7.2'deki kontrol faaliyetleri kapsamında uygulanacak adımların çıktılarının geçerliliğinin değerlendirilmesi,
- İlgili aksaklıkların veya hatanın nedeninin belirlenmesi,
- Emisyon Raporunda yer alan verilerin düzeltilmesi dahil, uygun düzeltici önlemlerin uygulanması.

Son olarak, bu bölümde belirtilen düzeltmeler ve düzeltici faaliyetler, Bölüm 7.2'de belirtilen risk değerlendirmesi ile belirlenen dâhilî riskler ve kontrol risklerine karşılık olarak yürütülür.

7.4 Hizmet Alımı ile Gerçekleştirilen Faaliyetler

Bölüm 7.1 kapsamındaki veri akış faaliyetlerinden veya Bölüm 7.2 kapsamındaki kontrol faaliyetlerinden bir ya da daha fazlası hizmet alımı ile gerçekleşiyor ise aşağıda listelenen işler yürütülür[Bkz. İ&R Tebliği Madde 55] :

- İ&R Tebliği kapsamında hizmet alımı ile gerçekleştirilen veri akış faaliyetlerinin ve kontrol faaliyetlerinin kalitesinin kontrol edilmesi,
- Hizmet alımı ile gerçekleştirilen faaliyetlerde kullanılan yöntemlerin, bu faaliyetlerin çıktıları için uygun gerekliliklerin belirlenmesi ve bu faaliyet ve yöntemlerin kalitesinin kontrol edilmesi,
- Hizmet alımı ile gerçekleştirilen faaliyetlerin, Bölüm 7.2 kapsamındaki risk değerlendirmesinde belirlenen dahili riskler ve kontrol risklerine karşılık olarak yürütülmesinin sağlanması.

7.5 Veri Boşlukları

Emisyonların belirlenmesiyle ilgili bir kısım verinin kayıp olduğu durumlarda, ilgili zaman dönemi veya kayıp parametre yerine kullanılacak ihtiyatlı verinin belirlenmesi için uygun bir tahmin yöntemi kullanılır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 56]. Bu gibi durumlarda, işletme izleme planını İ&R Tebliği Madde 13 kapsamında günceller.

7.6 Kayıtlar ve Belgelendirme

Emisyon izleme ve raporlamasına yönelik olarak tutulan kayıtlar, veri ve

bilgiler, İ&R Tebliği EK-8’de listelenen bilgiler de dâhil olmak üzere, en az 10 yıl saklanır. Belgelendirilmiş ve arşivlenmiş izleme verisi, Yönetmelik ile Doğrulama ve Akreditasyona ilişkin mevzuat kapsamında, yıllık Emisyon Raporlarının doğrulanmasına imkan sağlayacak şekilde oluşturulur [Bkz. İ&R Tebliği Madde 57 (1)]. İlgili bütün belgeler, kontrol faaliyetlerinin yanı sıra veri akış faaliyetlerini yürütmek amacıyla doğrulayıcı kuruluş ve Bakanlık için erişilebilir olmalıdır.

Özet olarak bu bölümde (Bölüm 7: Veri Yönetimi ve Kontrolü), izlenecek olan sera gazı emisyonlarına ait verilerin kontrollü bir şekilde nasıl toplanacağı ve saklanacağına dair şartlar ve prosedürler verilmiştir. Emisyonların izlenmesinin belli bir kalite standardında yapılmasını güvence altına almak amacıyla personelin emisyon izleme ile ilgili sorumluluklarının nasıl belirleneceği ve izlemenin nasıl yapılacağına dair prosedürler tanımlanmıştır. Prosedür örneğini Örnek 13’te bulabilirsiniz.



İşletme, personelinin sorumluluklarını ve prosedürlerin özetlerini uygulamanın “Yönetim Bilgileri” sekmesindeki “Yeni Sorumluluk Tanımla” başlığında personelin iş ünvanı/görevi ve sorumlulukları bilgilerini içerecek şekilde tanımlamalıdır. Uygulamaya tanımlanan sorumluluklar “Tanımlanmış Sorumluluklar” başlığı altında listelenir.



Örnek 13:

PROSEDÜR BAŞLIĞI	KLİNKER ÜRETİMİ FAALİYET VERİSİNİN İZLENMESİ
PROSEDÜR REFERANSI	KFVİ.1
PROSEDÜRÜN KISA AÇIKLAMASI	- Çevre Müdürü: Veri toplamakla sorumlu kişilerden verileri alıp bir araya getirir. ...’daki formül kullanılarak klinker miktarı: klinker faktörü ve çimento miktarı ile hesaplanır. - Veri akış şeması ...’da eklidir.
PROSEDÜRDEN VE ÜRETİLEN HER TÜR VERİDEN SORUMLU KİŞİNİN UNVANI	Prosedür Müdürü: Çevre Müdürü Veri Toplanması (aylık): 2.) Satış birimi: Çimento yüklü tırların tartılması 3.) Ambalaj Ünitesi: Paketlenen çimentonun kütle ve türünü belirten üretim protokolleri 4.) Öğütme tesis müdürü: Her çimento türü için klinker faktörü
KAYITLARIN TUTULDUĞU YER	Yazılı Kopya: ... Elektronik Kopya: ...
KULLANILAN IT (Bilgi Teknolojisi) SİSTEMİNİN ADI (MEVCUT İSE)	
TS EN VEYA UYGULANAN DİĞER STANDARTLARIN LİSTESİ (MEVCUT İSE)	Uygulanabilir değil.

7.7 Risk Analizi ve Risk Değerlendirmesi

Risk analizi ve risk değerlendirmesi, tehlikeler ve bu tehlikeler sonucu ortaya çıkabilecek olası etkilerin değerlendirilmesi temeline dayanır. Risk analizi, belirlenen risk öğelerine dair kontrol önlemlerinin etkili olmasını ve yeni tehlikelere yol açmayacak bir yapısal sistemin oluşturulmasını sağlamalıdır. Risk yöntemi geniş uygulama alanına sahiptir.

Risk iki parametreye bağlıdır. Bu parametrelerden biri riskin gerçekleşme olasılığı, diğeri ise riskin gerçekleşmesi durumunda yol açacağı etkidir. Emisyonları izleme açısından risk, yanlış bildirimin olasılığı (ihmal, yanlış beyan veya hata) ve bu yanlış bildirimin yıllık emisyon verisine etkisi olarak değerlendirilebilir. Risk, olasılık ve etkiye doğrudan bağlı olduğu için bu ikisinden birinin artması, doğrudan riskin de artmasına neden olmaktadır. Tanımlanan risk arttıkça işletme tarafından alınacak önlemlerin ve kontrol yöntemlerinin önemi de artmaktadır.



İşletmenin verilerin kalitesi ve kontrolü adına hazırladığı risk analizi dokümanı “Yönetim Bilgileri” sekmesinde “Risk Analizi” başlığı altında uygulamaya yüklenmelidir.

7.7.1 Neler Değerlendirilmelidir?

İşletme, yıllık emisyon raporunu oluştururken kullanacağı dosya yönetimi ve depolama verileri de dâhil olmak üzere tüm verilerle ilgili, risk analizi yapmalıdır. Bu risk analizinde veriler toplanırken ya da saklanırken oluşabilecek ve raporlamaya yansiyabilecek yanlış bilgilerin aktarılması riskinin değerlendirilmesi gerekmektedir. Risk analizinin oluşturulması sırasında her veri kaynağında yürütülen, veri toplama ya da işleme adımları için “neler yanlış gidebilir” sorusuna cevap bulunmalıdır. Örneğin, bir ölçüm cihazı:

- Sıcaklık ya da basınç etkisiyle bozulabilir,
- Kısa bir süre için çalışmayabilir
- Veri aktarımı bozulabilir, •Cihaz hatalı okuyabilir,
- Cihazdan okunan değerler not alınıyorsa not alınan kağıtlar kaybolabilir,
- Akış hızı ya da ortam koşulları cihazın çalışma koşulları dışında olabilir,
- Veri toplama yazılımında hatalar olabilir,
- Hard diskler bozulabilir vb.

Herhangi bir kaynak akışı için veri akışını takip eden bir ölçüm cihazına ait örnek risk değerlendirmesi Örnek 14’te verilmiştir.

Örnek 14:

VERİ AKIŞ SİSTEMİ	DAHİLİ RİSK	HATALI VERİ	VERİ KAYBI
1. Cihazın ölçtüğü akış hızı	Akış hızı kalibre aralığının dışında	X	
	Ortam sıcaklığı ölçüm aralığının dışında	X	
	Cihaz hatalı çalışıyor	X	X
	Son kalibrasyonun üzerinden geçen zaman belirlenen kalibrasyon sıklığının üzerinde	X	
2. Kaydedilen akış hızı ve zaman verisi	Veri aktarımında kesilme		X
	Veri aktarımında çakışma	X	X
	Veri kaydedici hatası	X	X
3. Vardiya değişiminde operatörün okuduğu dijital ekran	Ekran hatası		X
	Operatörün ekrandaki veriyi okuma hatası		X
	Operatörün eksik okuması	X	
4. Operatörün okuduğu dijital verilerin kaydedildiği defter	Operatörün okuduğunu eksik kaydetmesi	X	
	Kayıt defterinin hasar alması		X

7.7.2. Risk Değerlendirilmesi Nasıl Yapılır?

Risk değerlendirilmesi yapılırken işletme aşağıda verilen soruları yanıtlamalı ve risk değerlendirmelerini bu sorulara göre yapmalıdır.

- Durumun tipi nedir? (Ne yanlış gidebilir?)
- Olasılık : Gerçekleşme olasılığı nedir?
- Etki: Hatanın emisyonların izlenmesindeki etkisi nedir?
- Olasılık ve etkiden kaynaklanan riskler nelerdir?
- Uygun kontrol faaliyetleri :Oluşan risk nasıl azaltılabilir?
- Kontrol faaliyetleri hesaba katıldıktan sonra geriye kalan risk nedir?

7.7.2.1. Olasılık

Olasılık, sera gazı emisyonlarının izlenmesi ve raporlanmasında oluşabilecek risklerin gerçekleşme ihtimalini belirtir. Olasılık için kesin bir sayısal değer verilmesine gerek yoktur. Olasılık derecesi kesin bir sayısal değer ile değil; yarı nicel şekilde belirtilmelidir (örneğin; neredeyse hiç olmuyor, sık sık oluyor vb.). Tesis, kendi tesis kategorisi ve tesis tipine bağlı olarak zaman aralığı, olay ve olasılık seviyesini belirlemelidir.

7.7.2.2. Etki

Etki, yarı niceliksel değerlerle, her bir ünitenin koşullarına uygun olarak olayın etkisi için tanımlanmalıdır. Eşik değerleri ise, ya mutlak emisyon değerlerine ya da bütün üniteye ait emisyonların yüzdesi olarak tanımlanmaktadır. Bunun yanı sıra, önem yüzdeleri de eşik değeri olarak göz önünde bulundurulmalıdır. Mutlak emisyonlar için risk değerlendirmesinde kullanılacak olan 5 etki seviyesini açıklayan örnekler, Örnek 15'te verilmiştir. Unutulmamalıdır ki aşağıdaki örnekte verilen aralıklar varsayımsaldır ve her işletme kendine ait aralığı tanımlamalıdır.

**Örnek 15:**

ÇOK DÜŞÜK	Ölçülen parametre üzerinde gözle görülür bir etki yok.
DÜŞÜK	Etki en fazla ± 50 ton CO ₂ (eşd) sapmaya neden olur.
MAKUL	Etki en fazla ± 250 ton CO ₂ (eşd) sapmaya neden olur.
YÜKSEK	Etki en fazla ± 500 ton CO ₂ (eşd) sapmaya neden olur.
ÇOK YÜKSEK	Etki ± 500 ton CO ₂ (eşd)'dan fazla sapmaya neden olur.

7.7.2.3. Risk

Risk analizinin tamamlanabilmesi için işletme, her bir potansiyel olaya ait riski değerlendirmelidir. Sonrasında ise, olasılık ve etkiye ait bu değerlendirmeleri birleştirir. Bununla ilgili örnek Örnek 16'da verilmiştir.

**Örnek 16:**

		ETKİ				
		ÇOK DÜŞÜK	DÜŞÜK	MAKUL	YÜKSEK	ÇOK YÜKSEK
OLASILIK	ÇOK DÜŞÜK					
	DÜŞÜK		DÜŞÜK			
	MAKUL			MAKUL		
	YÜKSEK				YÜKSEK	
	ÇOK YÜKSEK					

7.7.2.4. Dahili Risk Değerlendirmesi

İşletme, her bir durum için olasılık, etki ve riske ait değerler atayabilir. Henüz bu risklere dair önlemler tanımlanmadığı için bu riskler dahili risk olarak değerlendirilir. Dâhilî 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 ifade etmektedir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 4 (g)].

Örnek 17'de, birkaç olay için örnek risk analizi verilmiştir.

**Örnek 17:**

OLAY	OLASILIK	ETKİ	DAHİLİ RİSK	KONTROL FAALİYETLERİ	RİSK
Gaz faturası yanlış	Makul	Yüksek	Yüksek	Okuma değerleri ile karşılaştırmak	Düşük
Ölçüm cihazının bozulması	Çok Düşük	Yüksek	Makul	Yakıt tedarikçisine ait kontrat (kolay ulaşılabilir)	Makul
Yeni bir kaynak akışını plana yanlış ekleme	Çok Düşük	Çok Yüksek	Makul	Yok	Makul

7.7.3. Kontrol Faaliyetleri

İşletme, veri akışı ile ilişkili riskler değerlendirildikten sonra, kontrol sisteminin ikinci kısmını kurmalıdır (örneğin; kontrol faaliyetleri). Çeşitli kontrol faaliyetleri sıralanıp içlerinden en iyisi verimliliğine göre seçilmelidir. Kontrol faaliyetlerine örnek olarak:

7.7.4. Risk Analizinin Sonucu

Risk analizinde son basamak olarak kontrol faaliyetleri, veri akış şemasına ve ilgili prosedürlere dâhil edilmelidir. Risk analizi, kontrol faaliyetleri uygulandıktan sonra geriye kalan genel riskleri belirterek sonuçlandırılmalıdır.



Örnek 18:

İzleme Planına eklenmek üzere Bakanlığa onay için sunulacak örnek bir yazılı prosedür listesi aşağıda verilmiştir[Bkz. İ&R Tebliği Madde 11 (2)] :

- Prosedürün adı,
- Prosedürün tanımlanması için izlenebilir ve doğrulanabilir bir referans,
- İşletmede, söz konusu prosedürün uygulanmasından ve prosedür tarafından üretilen veya yönetilen veriden sorumlu olan birimler,
- İşletmenin ve Bakanlığın prosedüre ilişkin gerekli parametreleri ve yapılan işlemleri anlamalarını sağlayacak açıklamalar,
- İlgili kayıtların ve bilgilerin yerleri,
- Eğer varsa, kullanılan yazılımın adı, ilgili olduğu yerde, uygulanan Türk Standartları ve uluslararası kabul görmüş diğer standartların listesi.

Ayrıca, prosedürün şu teknik aşamaları da benzer şekilde yazılı olarak İzleme Planına eklenmelidir[Bkz. İ&R Tebliği Madde 48 (2)] :

- Birincil veri kaynakları,
- Birincil veriden yıllık emisyonlara kadar veri akış faaliyetlerinin sırası ve aralarındaki etkileşimleri gösteren bütün adımlar,
- Emisyonları belirlemek için kullanılan formüller ve veriyi içeren her bir belirli veri akış faaliyeti ile bağlantılı işlem adımları,
- veri işlemleri ve depolama sistemleri,
- Bu tip sistemler arasındaki etkileşimler ve manüel girişler dahil tüm veri girişleri ve veri akış faaliyetleri çıktılarının kayıt şekli.

7.8 İzleme Planının Güncel Tutulması

İzleme planı, tesisin tipine ve işleyişine uygun olmalıdır. Bu yüzden işletme, tesiste değişiklik olduğu takdirde (örneğin; teknolojide, proste, ölçüm ekipmanında, bilgi teknolojilerinde, kullanılan yakıt veya malzemede) izleme yöntemini güncellemelidir[Bkz. İ&R Tebliği Madde 13] .

İşletme, izleme planında yapacağı değişiklikleri Bakanlığa en geç 30 gün içinde bildirmelidir. Ancak, İ&R Tebliği kapsamında daha önemsiz olduğu varsayılan güncellemeler ve/veya toplam emisyonlara etkisi %5'ten az olan değişiklikler Bakanlık onayı gerektirmemektedir [Bkz. İ&R Tebliği Madde 13-2, Bl.3]. Ancak önemli değişiklikler Bakanlık tarafından değerlendirilir ve uygun görülürse onaylanır [Bkz. İ&R Tebliği Madde 14].



Güncellemeye tabi olan değişiklikleri İ&R Tebliği Madde 13 ve 14'de bulabilirsiniz.

İşletme, Bakanlıktan onayın alınmasından önce, orijinal izleme planına uygun izlemenin eksik emisyon verisine sebep olacağı hallerde değiştirilmiş izleme planını kullanarak izleme ve raporlamayı yapar. İşletme bütün izleme ve raporlamayı, hem güncellenmiş hem de orijinal planı kullanarak, gerekli tüm bilgi ve belgelerle beraber eş zamanlı yürütür [Bkz. İ&R Tebliği Madde 15(1)].

İşletme, izleme planında yapılan bütün değişikliklerin kayıtlarını tutar [Bkz. İ&R Tebliği Madde 15(2)]. Bu kayıtlarda bulunması gereken bilgiler:

- a) Değişikliğin detaylı tanımı,
- b) Değişikliğin gerekçesi,
- c) Değişiklik bildiriminin Bakanlıkça onay tarihi,
- ç) 14 üncü madde kapsamındaki bildirimin Bakanlıkça onay tarihi,
- d) Değiştirilmiş izleme planının uygulanmaya başlandığı tarih.

7.9 İyileştirmenin Raporlanması

Bir işletmede sera gazı emisyonlarına yol açan proseslerde bir değişiklik olmasa dahi izleme planında iyileştirmeler yapılabilir. İyileştirme yapılmasını gerektiren iki durum bulunmaktadır:

- İşletme, doğrulama raporunda doğrulayıcı kuruluş tarafından belirtilen önemli uyumsuzlukları veya önerileri dikkate almalı ve gerekli iyileştirmeleri yapmalıdır.
- İşletme, uygulanan izleme yönteminin geliştirilebilme potansiyelini düzenli olarak kontrol etmeli ve gerekli iyileştirmeleri yapmalıdır.

İyileştirme raporlarında hangi durumda hangi bilgilerin bulunması gerektiği aşağıda belirtilmiştir.

- İşletme uygun kademeleri uygulayamadığı durumlarda, gerekli kademeleri uygulamanın teknik olarak elverişli olmadığına dair bilgi ve belgeleri Bakanlığa gönderir. Ancak, bu kademelere ulaşmak için gerekli önlemler teknik olarak elverişli hale geldiğinde, işletme izleme planında yapılacak değişiklikleri Bakanlığa sunar.
- İşletme, asgari yöntemi uyguladığı durumlarda, bir veya daha fazla büyük veya küçük kaynak akışında en az kademe 1'i uygulamanın teknik olarak elverişsiz olmasına ilişkin bilgi ve belgeleri Bakanlığa gönderir. Ancak, en az kademe 1'e ulaşmak için gerekli önlemler teknik olarak elverişli hale geldiğinde, işletme izleme planında yapılacak değişiklikleri Bakanlığa sunar.
- Yönetmelik ile doğrulama ve akreditasyona ilişkin mevzuat kapsamında oluşturulan doğrulama raporunda önemli uyumsuzluklar veya öneriler varsa, işletme iyileştirme raporunu Bakanlığa sunar. Bu raporda işletme, uyumsuzlukları nasıl ve ne zaman düzelttiğini veya düzeltmeyi planladığını ve tavsiye edilen iyileştirmeleri nasıl ve ne zaman uygulayacağını açıklar.

Uygun olan durumlarda, yukarıda belirtilmiş olan son madde kapsamında sunulacak olan rapor, ilk iki madde kapsamında sunulacak olan rapor ile birleştirilebilir.

Doğrulayıcı kuruluşun önerilerini içeren iyileştirme raporlarında son teslim tarihi doğrulama raporunun hazırlandığı yılın 30 Haziran tarihidir. Uygulanan izleme yönteminin geliştirilebilme potansiyelinin düzenli olarak kontrol edilmesi sonucu hazırlanan iyileştirme raporu da 30 Haziran tarihinde sunulmalıdır. Bu rapor,

- A kategorisi tesisleri için ise her dört senede bir,
- B kategorisi tesisleri için her iki senede bir,
- C kategorisi tesisleri için her sene teslim edilmelidir.

Düşük emisyonlu işletmeler yetkili makama iyileştirme raporunu sunmaktan muaftır.



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