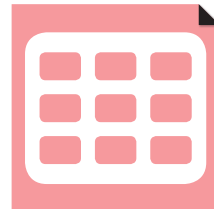


This project is part of the International Climate Initiative (IKI). The German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMUB) supports this initiative on the basis of a decision adopted by the German Bundestag

Sera Gazı Emisyonlarının İzlenmesi, Raporlanması ve Doğrulanması Konusunda Kapasite Geliştirme Projesi

İZLEME VE RAPORLAMA TEBLİĞİ İZLEME PLANI KILAVUZU



Çevre ve Şehircilik Bakanlığı
Çevre Yönetimi Genel Müdürlüğü
İklim Değişikliği Dairesi
www.csb.gov.tr
iklim@csb.gov.tr

Kılavuzdaki Değişiklikler:

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

VERSİYON NUMARASI	VERSİYON TARİHİ	YAPILAN DEĞİŞİKLİK
V01	15.08.2014	Kılavuz yazımı

İÇİNDEKİLER

BÖLÜM 1: İZLEME PLANI KILAVUZUNA GİRİŞ 6

- 1.1 Elektronik İzleme Planının Önemi 6**
- 1.2 Kılavuz Hakkında 6**
- 1.3 Kılavuzun Kullanımı 6**
- 1.4 Kılavuzun İçeriği 7**
- 1.5 Daha Fazla Bilgi için Nereye Başvurabilirim? 7**

BÖLÜM 2: YÖNETMELİK EK-1'İN ÖZETİ VE KARAR AĞACI 9

- 2.1 Yönetmelik EK-1 ve Karar Ağacı 10–11**
- 2.2 Anma Isıl Gücü Nedir ve Nasıl Belirlenir? 12**

BÖLÜM 3: SERA GAZI EMİSYONLARININ İZLENMESİNE AİT ZAMAN ÇİZELGESİ 13

BÖLÜM 4: TESİSİN TANIMLANMASI 16

- 4.1 Faaliyetin Tanımı 16**
- 4.2 Emisyon Kaynağı 17**
- 4.3 Emisyon Noktası 18**
- 4.4 Tesisin Yıllık Tahmini Toplam Emisyonlarının Belirlenmesi 19**
- 4.5 Tesis Kategorisinin Belirlenmesi 20**
- 4.6 Düşük Emisyonlu Tesisler 22**

BÖLÜM 5: İZLEME YÖNTEMLERİ 24

- 5.1 İzleme Yönteminin Seçimi 25**
- 5.2 Asgarî Yöntem 26**
- 5.3 Hesaplama Temelli Yöntem 27**
 - 5.3.1 Standart Yöntem 29**
 - 5.3.1.1 Yanma Emisyonları 29
 - 5.3.1.2 Proses Emisyonları 29
 - 5.3.2 Kütle Denge Yöntemi 30**
 - 5.3.3 PFC Emisyonlarının İzlenmesi 30**
 - 5.3.3.1 Hesaplama Yöntemi A (Eğim Yöntemi) 31
 - 5.3.3.2 Hesaplama Yöntemi B (Aşırı Gerilim Yöntemi) 32
 - 5.3.3.3 CO_{2(eşd)} Emisyonlarının Hesaplanması 32
 - 5.3.4 Kaynak Akışı 33**
 - 5.3.5 Kademe 36**
 - 5.3.6 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi 37**
 - 5.3.6.1 Sürekli Ölçüm ile Faaliyet Verilerinin Belirlenmesi 38
 - A. İşletmenin Kontrolü Altındaki Ölçüm Sistemleri 38
 - B. İşletmenin Kontrolü Dışındaki Ölçüm Sistemleri 38
 - 5.3.6.2 Stok Değişikliklerini Dikkate Alarak Faaliyet Verilerinin Belirlenmesi 39
 - 5.3.7 Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesi 40**
 - 5.3.7.1 Hesaplama Faktörlerinde Varsayılan Değerlerin Kullanılması 41
 - 5.3.7.2 Analize Dayanan Hesaplama Faktörleri 42
 - A. Laboratuvarların Kullanımı 42
 - B. Örneklem Planı ve Analiz Sıklığı 43
 - C. Kademenin Belirlenmesi 43

5.3.8 Biyokütle Kaynak Akışları	47
5.3.8.1 Kaynak Akışı Yalnızca Biyokütle İçeriyorsa	47
5.3.8.2 Kaynak Akışı Yalnızca Biyokütle İçermiyorsa	47
5.4 Ölçüm Temelli Yöntem	48
5.4.1 Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri (SEÖS)	50
5.4.1.1 CO ₂ Emisyonlarının İzlenmesi	50
5.4.1.2 N ₂ O Emisyonlarının İzlenmesi	52
A. N ₂ O Emisyonlarının Belirlenmesi	52
i. Oksijen Konsantrasyonlarının Belirlenmesi	53
ii. Baca Gazı Akışının Belirlenmesi	53
iii. Saatlik N ₂ O Emisyonları	54
iv. Yıllık N ₂ O Emisyonları	55
B. N ₂ O Emisyonlarının Hesaplanması	55
C. Yıllık CO ₂ Eşdeğerinin (CO _{2(eşd)}) Belirlenmesi	56
5.4.1.3 Transfer Edilen/Dâhilî CO ₂ 'nin İzlenmesi	56
A. Dâhilî CO ₂	56
B. Transfer Edilen CO ₂	57
5.4.2 Ölçüm Cihazlarının Kalibrasyonu	57
5.4.3 Kademe Gereksinimleri	57
5.4.4 Verilerin Toplanması, Kayıp Veri ve Emisyon Hesabının Teyidi	59
5.4.4.1 Veri Toplanması	59
5.4.4.2 Kayıp Veri	59
5.4.4.3 Emisyon Hesabının Teyidi	60
5.5 İzleme Yöntemlerinin Birleştirilmesi	61

BÖLÜM 6: BELİRSİZLİK DEĞERLENDİRMESİ 62

6.1 Hesaplama Temelli Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi	64
6.2 Ölçüm Temelli Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi	64
6.3 Asgarî Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi	64

BÖLÜM 7: VERİ YÖNETİMİ VE KONTROLÜ 65

7.1 Veri Akış Faaliyetleri	66
7.2 Kontrol Sistemi	66
7.2.1 Ölçüm Ekipmanlarının Kalite Güvencesi	66
7.2.2 Bilgi Teknolojilerinin Kalite Güvencesi	67
7.2.3 Görevlerin Dağıtılması	67
7.2.4 Dâhilî İncelemeler ve Verinin Onaylanması	67
7.3 Düzeltmeler ve Düzeltici Faaliyetler	68
7.4 Hizmet Alımı ile Gerçekleştirilen Faaliyetler	68
7.5 Veri Boşlukları	68
7.6 Kayıtlar ve Belgelendirme	69
7.7 Risk Analizi ve Risk Değerlendirme	70
7.7.1 Neler Değerlendirilmeli?	70
7.7.2. Risk Değerlendirilmesi Nasıl Yapılır?	71
7.7.2.1. Olasılık	71
7.7.2.2. Etki	71
7.7.2.3. Risk	72
7.7.2.4. Dahili Risk Değerlendirmesi	72
7.7.3. Kontrol Faaliyetleri	73
7.7.3. Risk Analizinin Sonucu	73

BÖLÜM 1:

İZLEME PLANI KILAVUZUNA GİRİŞ



KISALTMALAR

Bakanlık = Çevre ve Şehircilik Bakanlığı

Yönetmelik = Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelik

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

SEÖS = Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri

NKD = Net Kalorifik Değer

PFC = Perflorokarbon

n.a. = Geçerli değil

Bl. = Bölüm

1.1 Elektronik İzleme Planının Önemi

Sera Gazı Emisyonlarının İzlenmesi Hakkında Yönetmeliğin (Yönetmelik) 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 Bakanlığına (Bakanlık) iletilmesine aracılık eden izleme planı şablonu, bundan sonra Elektronik İzleme Planı olarak adlandırılacaktır. Elektronik İzleme Planı, Bakanlıkça onaylandıktan sonra Bakanlığın bir sonraki kararına kadar geçerli olacaktır. Elektronik Emisyon Raporlarını onaylayan doğrulayıcı kuruluş ya da işletme tarafından gerekli görülmesi durumunda, izleme planlarında iyileştirme istenebilecektir. Bu durumda izleme planlarında yapılan değişikliğin yeniden Bakanlıkça onaylanması gerekmektedir.

Elektronik İzleme Planı; emisyonların izlenmesi ve izlenen emisyonların Elektronik Emisyon Raporu altında doğru bir şekilde raporlanması için bir yöntem önerir. Bu izleme yöntemi, tesiste teknik ve malî yönden uygulanabilecek bir yöntem olmalıdır. Elektronik İzleme Planının yanlış kurgulanması ve bazı emisyon kaynaklarının unutulması emisyon miktarının tamamen yanlış hesaplanmasına neden olacağından, Elektronik İzleme Planının doğruluğu ve eksiksizliği son derece önemlidir.

1.2 Kılavuz Hakkında

Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelik, 17 Mayıs 2014 tarihli ve 29003 sayılı Resmî Gazete ile yayımlanmış, Yönetmelik kapsamını detaylandıran Sera Gazı Emisyonlarının İzlemesi ve Raporlanması Hakkında Tebliğ (İ&R Tebliği) ise 22 Temmuz 2014 tarihli ve 29068 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Böylece, sera gazı emisyonlarını izlemesi ve raporlaması gereken işletmeler için detaylı mevzuat oluşmuş bulunmaktadır.

Ayrıca, Bakanlık, Yönetmelik ve Tebliğ çerçevesinde izleme planlarını hazırlamak isteyen işletmelere kolaylık sağlamak amacı ile izleme planı şablonunu 09 Temmuz 2014 tarihinde yayımlanmıştır.

Bu Kılavuz, Yönetmelik ve İ&R Tebliği gereğince Bakanlığa sunulması gereken ve Çevre Bilgi Sisteminde Sera Gazı Emisyonu Takip Uygulaması aracılığı ile Elektronik İzleme Planının doldurulmasını kolaylaştırmak için hazırlanmıştır. Unutulmamalıdır ki, kılavuz yardımcı doküman, Yönetmelik ve İ&R Tebliği ise aslî dokümanlardır. Kılavuz, İ&R Tebliğini yorumlayarak, Bakanlık tarafından yayınlanan Elektronik İzleme Planının doldurulmasını sağlamaktadır.

1.3 Kılavuzun Kullanımı

Bu Kılavuz, Bakanlık tarafından yayınlanan Elektronik İzleme Planı, Yönetmelik ve İ&R Tebliği ile beraber okunmalıdır. Kılavuz içerisinde, Yönetmeliğe ve İ&R Tebliğine referans verilmekte olup, Elektronik 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.

**Örnekleme simgesi:**

İşlenen konu ile ilgili bir örnek sunmak amacı ile oluşturulmuştur.

**Bilgilendirme simgesi:**

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

**Yönlendirme simgesi:**

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

**Elektronik İzleme Planına yönlendirme simgesi:**

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

**Şekil simgesi:**

Açıklamalara ilişkin şema ve görsel anlatımlar için kullanılmıştır.

1.4 Kılavuzun İçeriği

Bu kılavuz, yedi bölümden oluşmaktadır. İlk bölüm kılavuza giriş mahiyetinde yazılmış olup, kılavuzun önemi, nasıl kullanılacağı, kılavuz içeriği ve daha fazla bilgiye nereden ulaşılacağına dair bilgiler bu bölümde verilmiştir. İşletmeler, bu kılavuzun ilk üç bölümünde başvuracakları resmi mevzuatı ve yardımcı dokümanları 2. Bölümde bulmak ile birlikte, yönetmelik kapsamına girip girmedikleri 3. Bölümde, 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 yönetim ve kontrol prosedürleri konusunda bilgi son bölüm olan 7. Bölümde yer almaktadır.

1.5 Daha Fazla Bilgi için Nereye Başvurabilirim?

Sera gazı emisyonlarının takibi ile ilgili olarak mevzuat ve teknik belgelere Bakanlığın İklim Değişikliği Dairesi Başkanlığı internet sayfasından ulaşılabilir:

www.csb.gov.tr/projeler/iklim

Elektronik İzleme Planına, Çevre Bilgi Sisteminde Sera Gazı Emisyonu Takip Uygulamasından ulaşılabilir.

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



Şekil 1:

İ&R Tebliğinin Özet Şeması



EKLER



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 gücün 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'de 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 içerisinde **tehlikeli ve evsel atık yakma üniteleri, biyokütle kullanan üniteler ve anma ısı gücü 3 megawatt (MW)**'in altında olan üniteler çıkarılır (Yönetmeliğin EK-1'i uyarınca sadece biyokütle kullanan ünite fosil yakıtı sadece başlangıç ve sonlandırmada kullanan ünite olarak tanımlanmaktadır). 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)**'in altında olan üniteler Elektronik İzleme Planına dâhil edilir. Ancak, toplam anma ısı gücü **20 megawatt (MW)** termali geçmiyorsa, tesis Yönetmeliğin EK-1'i kapsamına alınmaz, dolayısı ile işletmenin elektronik izleme 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 Elektronik 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.



Şekil 2:

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 HARİÇ)
	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 KULLANILARAK ALAŞIMLARIN ÜRETİMİ, RAFİNE 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 KURUTULMASI, KALSİYASYONU 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+	
PFC		KARBONDİOKSİT (CO ₂) EMİSYONU		
NİTRÖZ OKSİT (N ₂ O) EMİSYONU		KARBONDİOKSİT (CO ₂) EMİSYONU		

1- KOŞULSUZ

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

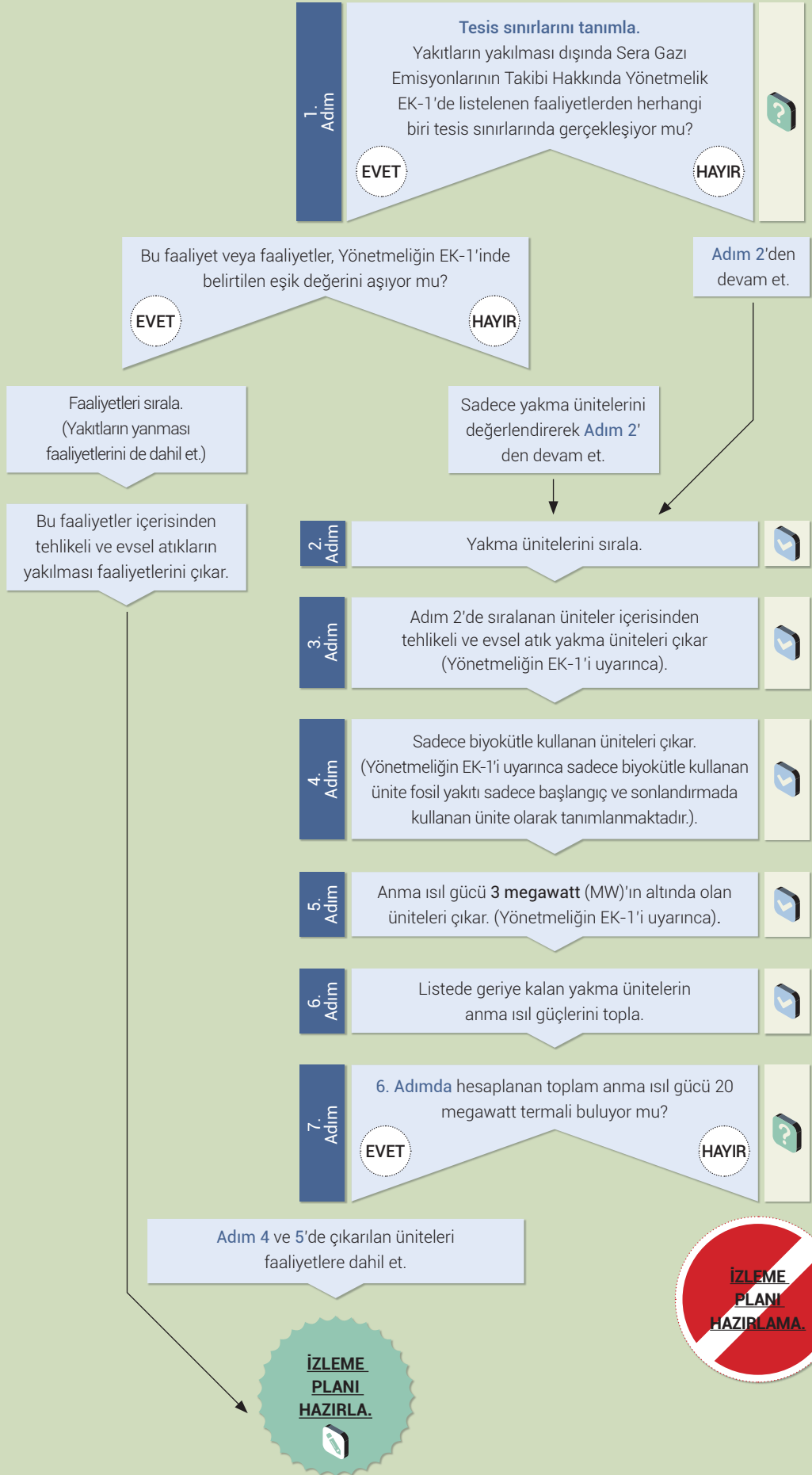
2- KOŞULLU

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



Şekil 3:

İZLEME PLANI HAZIRLAMANIZ GEREKİYOR MU?





Örnek 1:

Bünyesinde anma ısı gücü 4 megawatt (MW) olan 3 ünite; anma ısı gücü 11 megawatt (MW) olan bir ünite ve anma ısı gücü 2 megawatt (MW) olan 7 ünite bulunduran bir tesis Yönetmelik kapsamına girer mi?

İzlenecek Yöntem: Öncelikli olarak soruda yakıtların yakılması haricinde Yönetmeliğin EK-1 kapsamına giren başka herhangi bir faaliyet belirtilmediği için Karar Ağacı'nın 2. adımından başlanılır ve yakma üniteleri sıralanır. Tesisin 21 adet yakma ünitesi bulunmaktadır. 3. ve 4. adımlara gelindiğinde ise 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)'in 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 megawatt (MW)'tır. 7. adıma göre toplam anma ısı gücü 20 megawatt (MW)'ı aştığı için anma ısı gücü 3 megawatt (MW)'in altında olan 7 ünite de Elektronik İzleme Planı kapsamına eklenir ve bu tesisin toplam anma ısı gücü 37 megawatt (MW) olarak belirlenir. Bu tesisin bu 21 ünitesi de Elektronik İzleme Planı kapsam dâhiline girmiş olur.

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



Örnek 2:

Bünyesinde toplam günlük üretim kapasitesi 75 tonu geçen 2 döner fırın bulunduran seramik üreten tesis Yönetmelik kapsamına girer mi?

İzlenecek Yöntem: Bu tesisin faaliyetlerinden, yakıtların yakılması ile ilgili bir bilgi verilmemiştir; ancak Yönetmeliğin EK-1 kapsamında yer alan bir faaliyeti gerçekleştirmektedir. Bu yüzden karar ağacına göre önce bu faaliyetin Yönetmeliğin EK-1'ine göre eşik değerini aşmış mı 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 Elektronik İzleme Planı kapsamına dâhil edilir.

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

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. Ancak ilgili ünitenin anma ısı gücü birden fazla yöntem ile bulunabilir. Bu yöntemler aşağıda sıralanmıştır:

1. İlgili ünite ya da tesisin çevre izinleri ya da ilgili yerlere sunulan kapasite raporlarında ifade edilen anma ısı gücü değeri alınabilir.
2. Ünitenin anma ısı gücü, üretici firması tarafından hazırlanan broşür ya da el kitaplarından alınabilir.
3. Anma ısı gücünü bulmak için işletme hesaplama yoluna gidebilir. Bu durumda anma ısı gücü, birim zamanda yakılan yakıt miktarı ile yakıt alt ısı değerinin (Net Kalorifik Değer) çarpılmasıyla hesaplanır. Yakıtların net kalorifik değerleri/yakıt alt ısı değerleri 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:

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

Birim zamanda yakılan yakıt miktarı = Gg/sn

NKD = TJ/Gg

Anma Isıl Gücü = MW

BÖLÜM 3:

SERA GAZI EMİSYONLARININ

İZLENMESİNE AİT ZAMAN ÇİZELGESİ

Emisyonların izlenmesi, raporlanması ve doğrulanması sürecine ilişkin yıllık döngü; "Sera Gazı Emisyonlarının İzlenmesine ait Zaman Çizelgesi" olarak adlandırılır. 2014 yılına ait sera gazı emisyonlarının izlenmesine ait zaman çizelgesi Şekil 4'te, takip eden yılların zaman çizelgesi ise Şekil 5'te verilmektedir.

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

1. Elektronik İzleme Planının hazırlanması ve Bakanlık onayına sunulması:

Elektronik İzleme Planının, işletme tarafından hazırlanarak 1 Ekim 2014 tarihine kadar Bakanlığın onayına sunulması gerekmektedir. Dolayısı ile Elektronik İzleme Planının doldurulması ve Bakanlığa sunulması işletmenin sorumluluğu altındadır. Bu yüzden işletme, Elektronik İzleme Planını şeffaf, gerçeğe uygun ve kanıtlanabilir şekilde hazırlamalıdır, aksi takdirde verilen yanlış beyanlardan işletmenin kendisi sorumludur. Uygun bulunmayan Elektronik İzleme Planlarının eksikliklerinin giderilmesi için, Yönetmelikçe, 60 gün ek süre tanınmıştır. Bu süre içinde Bakanlıkça belirlenen şartların eksiksiz olarak yerine getirilmesi halinde, Elektronik İzleme Planı Bakanlıkça onaylanır ve işletmeye bildirilir. Yönetmeliğe göre, Elektronik İzleme Planının geçerlilik süresi ilgili Tebliğler kapsamında Bakanlıkça belirlenir (Yönetmelik, Madde 6, İ&R Tebliği Madde 13). İşletme tarafından hazırlanan izleme planlarının İ&R Tebliğince uygunluğunun belirlenmesi ve onaylanması Bakanlığın sorumluluğundadır.

2. Sera gazı emisyonlarının Elektronik İzleme Planında belirtildiği gibi izlenmesi:

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

3. Sera gazı emisyonlarına ait yıllık Elektronik Emisyon Raporlarının hazırlanması:

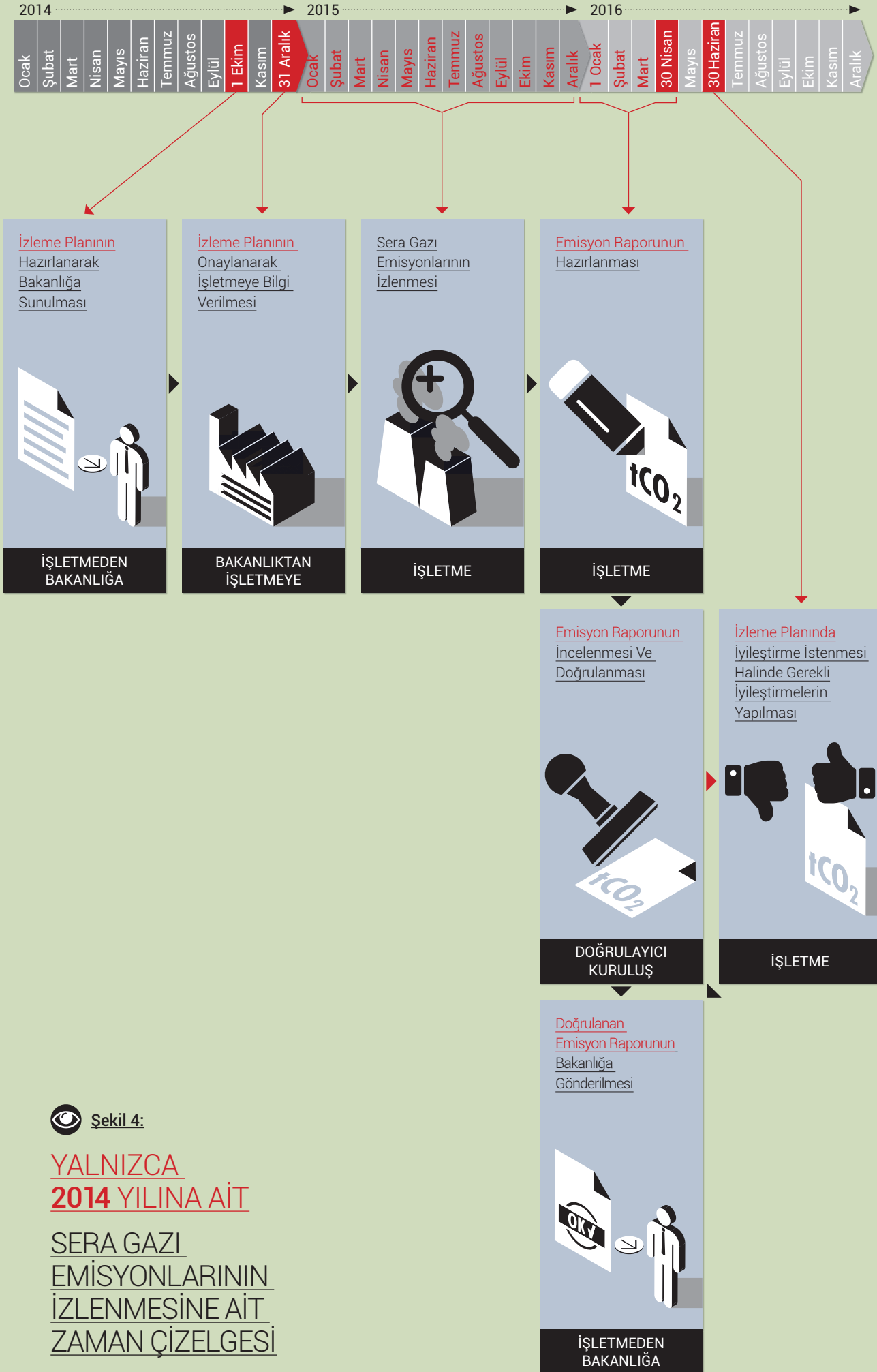
Elektronik Emisyon Raporu, Elektronik İzleme Planı ışığında ve izlemesi yapılan parametrelerin girdileri ile işletme tarafından hazırlanır. Hazırlanan raporun, Elektronik İzleme Planı ile uyumluluğu ve tutarlılığı işletmenin sorumluluğu altındadır.

4. Hazırlanan Elektronik 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 düzeltmeyi yaparak onaylamak üzere izleme planını bakanlığa sunar.

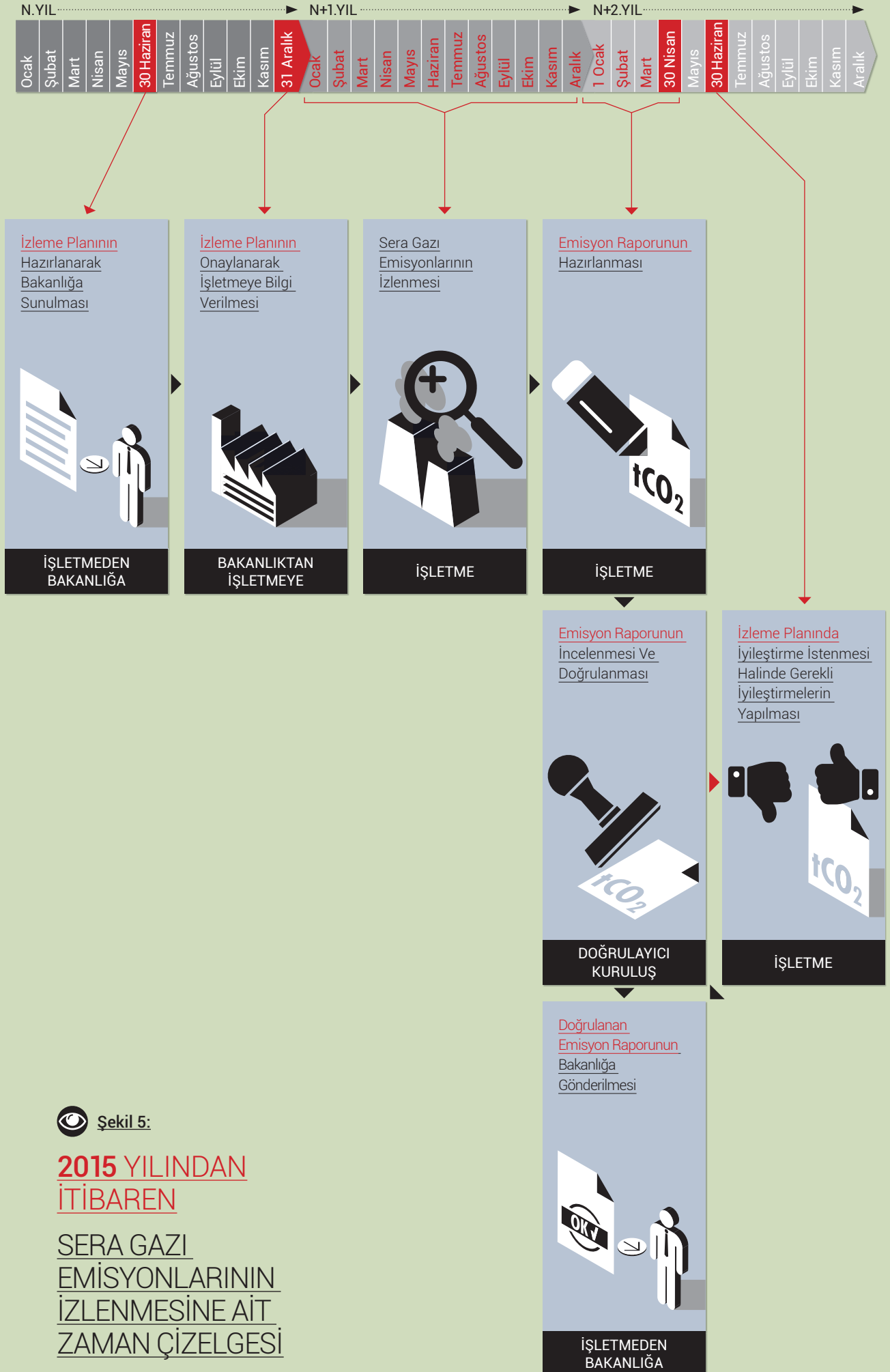
Üçüncü ve dördüncü aşamaların, her yılın 1 Ocak-30 Nisan tarihleri arasında tamamlanması beklenmektedir.



Şekil 4:

**YALNIZCA
2014 YILINA AİT**

**SERA GAZI
EMİSYONLARININ
İZLENMESİNE AİT
ZAMAN ÇİZELGESİ**



Şekil 5:

2015 YILINDAN İTİBAREN

SERA GAZI EMİSYONLARININ İZLENMESİNE AİT ZAMAN ÇİZELGESİ

BÖLÜM 4: TESİSİN TANIMLANMASI



Elektronik İzleme Planında "Tesis Faaliyetleri Bölümünün" ve "Emisyonlar Bölümünün" doldurulabilmesi için bu kısmın incelenerek yıllık sera gazı emisyonlarının ve tesis kategorisinin belirlenmesi gerekmektedir.

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 Elektronik İzleme Planında tanımlamalıdır. Bu yüzden kapsam içindeki faaliyetlerini ve bu faaliyetlerin kapasitelerini (her faaliyete ait yıllık üretim miktarlarını) doğru bir şekilde Elektronik İzleme Planında belirtmeleri gerekmektedir. Farklı sektörlere ilişkin faaliyet örnekleri Örnek 3'te yer almaktadır.



İşletme, ilgili faaliyetlerini Elektronik İzleme Planı'nın "Faaliyetlerin Tanımı Bölümünde" belirtmeli ve F1, F2 ... şeklinde referanslayarak listelemelidir.

**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 DOLOMIT 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 ünite olarak tanımlanabilir. Başka bir deyişle, emisyon kaynağı tesiste emisyonlara sebep olan üniteleri ifade eder. Emisyon kaynaklarının eksiksiz belirtilmesi; emisyonların belirlenmesi ve Elektronik İzleme Planının eksiksiz doldurulması açısından önemlidir.



İşletme, tesiste belirlediği emisyon kaynaklarını Elektronik İzleme Planı'nın "Emisyon Kaynakları Bölümünde" K1, K2 ... şeklinde referanslayarak listelemelidir.

Farklı sektörlere ilişkin emisyon kaynakları 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 6'da gösterilmektedir.

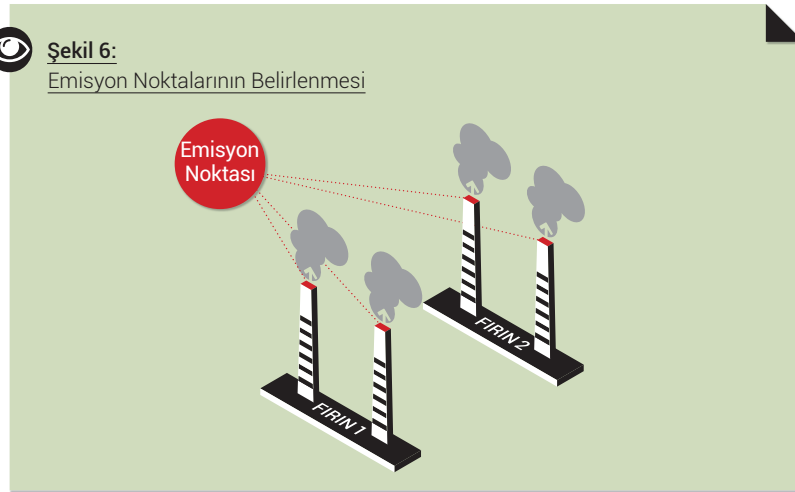


İşletme, tesiste belirlediği emisyon noktaları Elektronik İzleme Planı'nın "Emisyon Kaynakları Bölümünde" EN1, EN2 ... şeklinde referanslayarak listelemelidir..



Şekil 6:

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

İ&R Tebliğinde belirtilen "yıllık emisyon" tanımı, tesisin bir önceki ticarî yılında sebep olduğu ve Yönetmeliğin EK-1'i kapsamında belirtilen faaliyetlerden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının toplamı anlamına gelmektedir. Tesis bir önceki yıla ait yıllık tahmini toplam emisyonlarını belirlerken, doğrulanmış Elektronik Emisyon Raporunun var olduğu durumlarda tahmini emisyonlarını gerekçelendirmek için bu raporu kullanabilir. İ&R Tebliği Madde 17 (4) uyarınca işletmeler bir önceki yıla ait doğrulanmış emisyon verilerinin olmadığı ya da hatalı olduğu durumlarda biyokütleden kaynaklanan CO₂ emisyonlarını hariç tutarak ve transfer edilen CO₂'i dahil ederek yıllık emisyonlarını ihtiyatlı bir hesaplama dayandırmalıdır.

İşletme yıllık tahmini emisyonlarını hesaplarken, Yönetmeliğin EK-1'i kapsamında tesisinde gerçekleşen faaliyetlerin verileri ve bu faaliyetlerle ilgili hesaplama faktörlerini 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.



İşletme, tesise dair tahmini emisyonunu Elektronik İzleme Planının "Yıllık Tahmini Toplam Sera Gazı Emisyonu Bölümünde" belirtmeli ve hesaplarını da ayrı bir doküman halinde Bakanlığa sunmalıdır.

Bir önceki yıla ait faaliyet verileri belirlendikten sonra tahmini emisyonların hesaplanması için İ&R Tebliği Madde 4 (ö)'de tanımlanan hesaplama faktörlerini (Örneğin; standart emisyon faktörleri (EF) ve net kalorifik değerler (NKD)) kullanılabilir.

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:

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

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



Prosesten Kaynaklanan Yıllık Tahmini Emisyonların Hesaplanması Denklem 3:

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

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.



İ&R Tebliği Madde 4 (ö) uyarınca hesaplama faktörleri; Net kalorifik değeri, emisyon faktörünü, ön emisyon faktörünü, yükseltgenme faktörünü, dönüşüm faktörünü, karbon içeriğini veya biyokütle 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).



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



Yıllık Tahmini Emisyon Miktarı = $[tCO_2]$
 FV = Faaliyet Verisi [TJ, t ya da Nm³]
 NKD = Net Kalorifik Değer [TJ/Gg]
 EF = Emisyon Faktörü [tCO_2/TJ , tCO_2/t ya da tCO_2/Nm^3]
 YF = Yükseltgenme Faktörü [-]
 DF = Dönüşüm Faktörü [-]

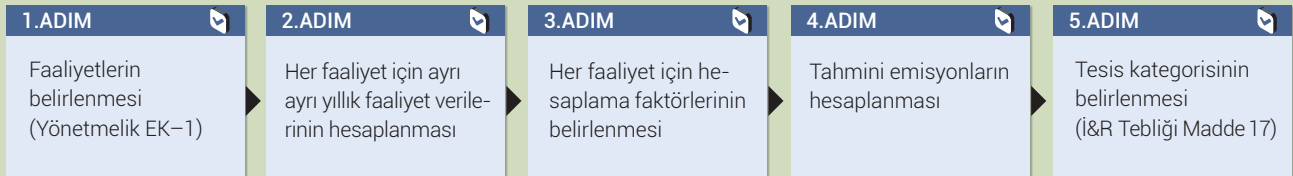
Her bir faaliyet için kullanılan standart emisyon faktörleri ve net kalorifik değerler, İ&R Tebliğinin EK-5'inden, IPCC kılavuz dokümanından ya da sunulabilecek ek bir kaynaktan alınabilir. Ancak kaynağın güvenilirliğinin değerlendirmesi Bakanlıkça yapılacaktır. Ayrıca yıllık tahmini emisyonların belirlenmesine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

Ek olarak, tahmini emisyonlarının hesaplanmasına ilişkin şemalı anlatım Şekil 7'de verilmiştir. Yıllık tahmini emisyonların belirlenmesine ilişkin verilen bilgi ve denklemler kullanılarak, Şekil 7'de belirtilen sıra takip edilerek yıllık toplam tahmini emisyonlar 5 adımda hesaplanıp tesis kategorisi belirlenir.



Şekil 7:

Yıllık Tahmini Emisyonların Hesaplanması



4.5 Tesis Kategorisinin Belirlenmesi

İ&R Tebliği Madde 4 (ş) uyarınca kademe; faaliyet verilerinin, hesaplama faktörlerinin, yıllık emisyonların ve yıllık ortalama saatlik emisyonlarının belirlenmesine ilişkin koşulları ifade etmektedir. İzlenmesi gereken kademeyi tanımlayabilmek için işletme, yıllık tahmini toplam sera gazı emisyonlarına göre tesis sınıflandırmasını yapmalıdır. Bu yüzden tesis kategorisinin doğru belirlenmesi işletme açısından oldukça önemlidir.

İ&R Tebliği Madde 17(2) uyarınca tesis kategorileri aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

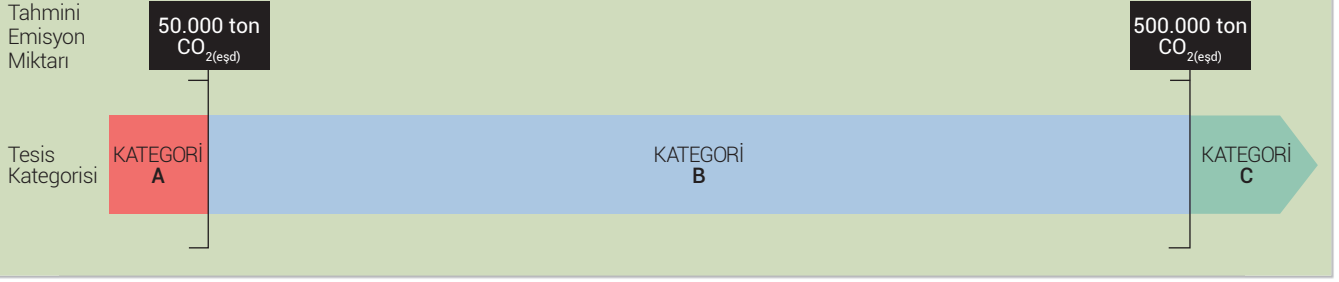
- Kategori A:** Biyokütleden kaynaklanan CO_2 hariç, transfer edilen CO_2 dâhil, raporlama dönemindeki doğrulanmış yıllık emisyonu 50.000 ton $CO_{2(eşd)}$ 'ye eşit veya daha az olan,
- Kategori B:** Biyokütleden kaynaklanan CO_2 hariç, transfer edilen CO_2 dâhil, raporlama dönemindeki doğrulanmış yıllık emisyonu 50.000 ton $CO_{2(eşd)}$ 'den fazla ve 500.000 ton $CO_{2(eşd)}$ 'ye eşit veya daha az olan,
- Kategori C:** Biyokütleden kaynaklanan CO_2 hariç, transfer edilen CO_2 dâhil, raporlama dönemindeki doğrulanmış yıllık emisyonu 500.000 ton $CO_{2(eşd)}$ 'den fazla olan tesistir.

Tesis kategorileri Şekil 8'de özetlenmiştir.



Şekil 8:

Tesis Kategorisinin Belirlenmesi



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:

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

2. Yakıtların yanmasından kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların belirlenmesi:

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

Faaliyet Verisi:

- Klinker üretimi (4.000.000 ton/yıl)
- Yakıtların Yanması (700.000.000 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: =4.000.000 [ton Klinker / yıl] x 0,525 [ton CO₂/ton Klinker] x 1[-]
- Yakıtların Yanmasından Kaynaklı Tahmini Emisyon Hesabı: = 700.000.000 [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: 2.100.000 ton CO₂
- Yakıtların Yanmasından Kaynaklanan: 1.413.720 ton CO₂
- Toplam Tahmini Emisyon: 3.513.720 ton CO₂

Tesis Kategorisi: Tesisin toplam tahmini yıllık emisyonu 500.000 ton CO₂(eşd)'den büyük, bu yüzden tesis "C" 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:

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

2. Yakıtların yanmasından kaynaklanan yıllık tahmini emisyonların belirlenmesi:

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

Faaliyet Verisi:

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

Hesaplama Faktörleri:

- Klinker 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, bu yüzden tesis "C" kategorisidir.



**Birimlere
dikkat ediniz!**



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

4.6 Düşük Emisyonlu Tesisler

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

- Biyokütleden kaynaklanan CO₂ hariç ve transfer edilen CO₂ dâhil, mevcut izleme döneminin bir öncesindeki izleme dönemi süresince doğrulanmış emisyon raporundaki ortalama yıllık emisyonları 25.000 ton CO_{2(eşd)}'den az olan tesis,
- İ&R Tebliği Madde 45 (b) (a) bendi kapsamındaki ortalama yıllık emisyonların 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 25.000 ton CO_{2(eşd)}'den az olan tesistir."

Şekil 9'da düşük emisyonlu tesis olma koşulları belirtilmiştir.

İ&R Tebliği Madde 45 uyarınca, Bakanlık düşük emisyonlu tesisleri aşağıdaki hususlardan muaf tutmaktadır:

- "İ&R Tebliği Madde 11 (1) kapsamındaki destekleyici belgeleri sunma zorunluluğundan ve Madde 59 (4) kapsamındaki iyileştirmeye ilişkin raporlama zorunluluğundan,



Şekil 9:
Düşük Emisyonlu Tesis Koşulları



5 yıl boyunca 25.000 ton/yıl CO_{2(eşd)} sınırını aşmamak

Yıllık Tahmini Toplam Emisyon Miktarı <25.000 ton/yıl CO_{2(eşd)}

- İ&R Tebliği Madde 25 uyarınca belirtilen hükümlerden farklı olarak uygun ve belgelendirilmiş satın alma kayıtlarını ve tahminî stok değişikliklerini kullanarak yakıt veya malzeme miktarını belirleyebilir. Ayrıca madde 26 (3) uyarınca belirtilen belirsizlik değerlendirmesini Bakanlığa sunma zorunluluğundan,

- 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"

İzleme Raporlama Tebliği Madde 45 (6) uyarınca, düşük emisyonlu tesis bütünü 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 kullanılır. Yapılan hesaplamalarda yıllık tahmini toplam emisyon miktarı 25.000 ton CO_{2(eşd)}'yi aşıyorsa Elektronik İzleme Planı revize edilir. Bu durumda tesis basitleştirilmiş Elektronik 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

İzleme yöntemleri Şekil 10'da görüleceği üzere kademeye dayanan ve kademeye dayanmayan olmak üzere iki ana başlığa ayrılır. Bölüm 5.3.5 "Kademe" başlığında kademenin tanımı yapılmıştır:

"Emisyonların belirlenmesi için gereken her bir parametre, farklı veri kalite düzeyleriyle belirlenir. Bu veri kalite düzeyine 'kademe' adı verilmektedir. Kademeler emisyonların belirlenmesi için gereken her bir parametre için koşulları ifade eder".

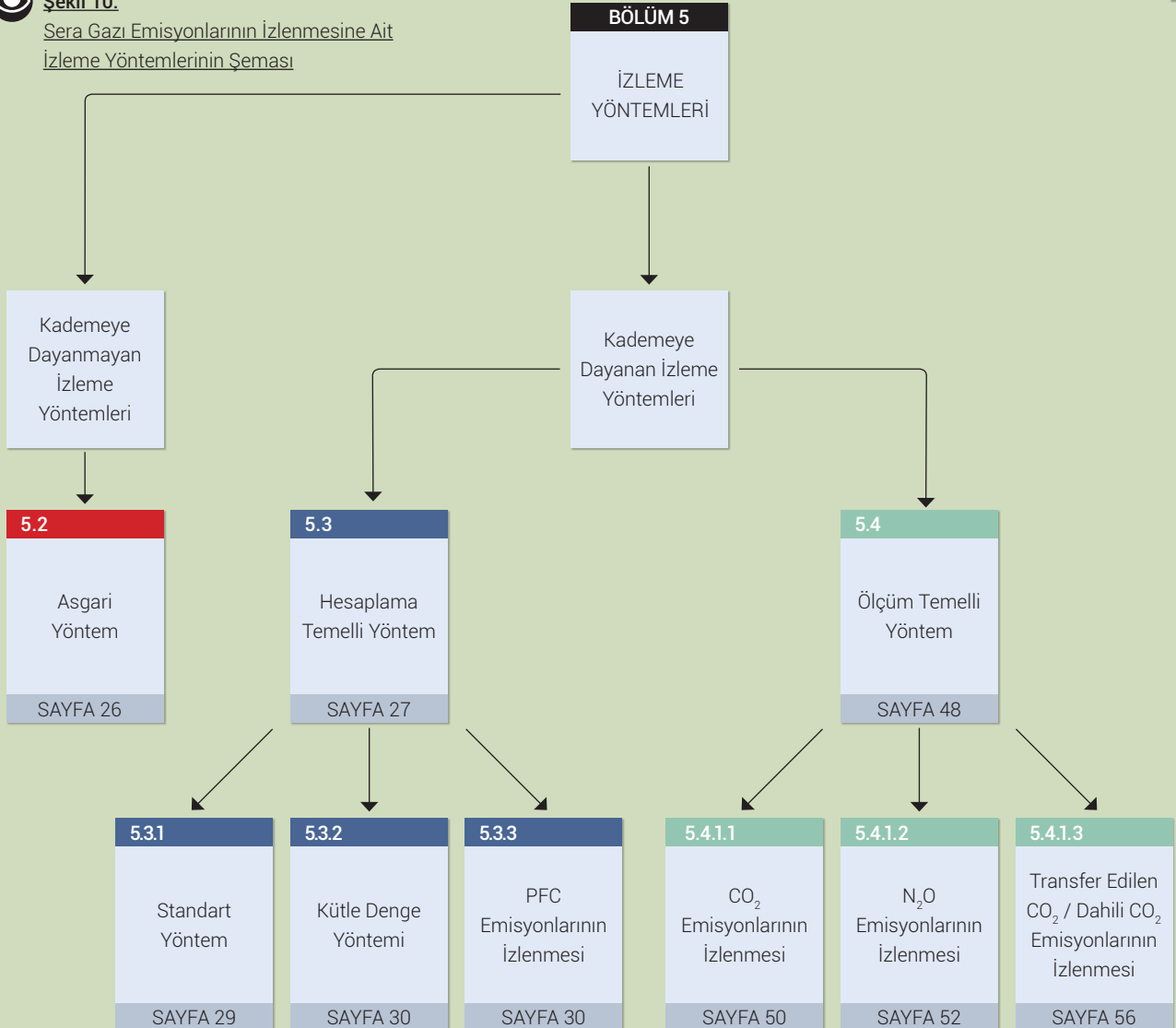
Şekil 10'da görüleceği üzere hesaplama ve ölçüm temelli yöntem kademeye dayanan izleme yöntemleriyken asgarî yöntem kademeye dayanmayan bir izleme yöntemidir. Asgarî yöntemin kullanılabilmesi için belirli şartların yerine getirilmesi gerekmektedir; hesaplama temelli ve ölçüm temelli yöntemlerden hangisinin tesise daha uygun olacağının belirlenmesi ise işletmeye bırakılmıştır.

İşletme, PFC (perflorokarbon), N₂O ve dâhili/transfer edilen CO₂ emisyonları için İ&R Tebliğinde belirtilen spesifik yöntemler uygulanmak zorundadır. Bu spesifik yöntemler, bu bölümün ileriki kısımlarında açıklanmıştır.



Şekil 10:

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. Asgarî yöntemin kullanabilmesi için işletmenin bu koşulları sağlaması gerekmektedir.

Şekil 10'da görüleceği üzere hesaplama temelli ve ölçüm temelli yöntemler kademeye dayanan izleme yöntemleridir. Hesaplama temelli yöntem uygulanırken yakıtların yanması ve prosesten kaynaklanan sera gazı emisyonları göz önünde bulundurulur. Yakıtların yanması sırasında tüketilen yakıta ait veriler kullanılırken; prosesten kaynaklanan emisyonlarda giren, çıkan malzemeye ait veriler ya da kütle denge yöntemi kullanılır. Hesaplama temelli yöntem, İ&R Tebliği Madde 19 (1) uyarınca aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

"Ölçüm sistemleri vasıtasıyla kaynak akışlarından elde edilen faaliyet verilerinin, laboratuvar analizlerinden elde edilen veya varsayılan ilave parametrelerin kullanılarak emisyonların belirlenmesi anlamına gelir."

Hesaplama temelli yöntemden farklı olarak ölçüm temelli yöntemin kullanılması durumunda tüketilen/üretilecek yakıt veya malzemelere ait veriler yerine tesisin çıkış gazlarındaki sera gazları izlenir. Ölçüm temelli yöntem ise İ&R Tebliği Madde 19 (1) uyarınca şu şekilde tanımlanmıştır:

"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."

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 kullanılmasını teknik olarak elverişli olmadığı durumda ya da başka bir yöntemin emisyon verilerini daha yüksek doğruluğa ulaştırdığı durumlarda Bakanlığa başvurulur. Bakanlığın uygun görüşü alınıp alternatif bir yöntem kullanılır.

İşletme, hesaplama temelli yöntemi ve ölçüm temelli yöntemi birleştirilerek de kullanılabilir. Ancak, 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.



PFC emisyonları hesaplama temelli yöntem ile hesaplanır.



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



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



İzleme yöntemleri Bakanlığa sunulacak olan Elektronik İzleme Planında belirtilecektir. Ancak, hesaplamalar Elektronik Emisyon Raporuna eklenecektir.

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



İşletme Elektronik İzleme Planı'nın "Uygulanması Önerilen İzleme Yöntemleri Bölümünde" tesisine uygun izleme yöntemini seçtikten sonra Elektronik İzleme Planı işletmeyi ilgili bölümlere yönlendirecektir.

5.2 Asgarî Yöntem

Şekil 10'da gösterildiği gibi izleme yöntemleri kademeye dayanan ve dayanmayan şeklinde iki ana başlıkta sınıflandırılmıştır. Bunun nedeni kademe sisteminin uygulanmasının teknik olarak makul olmadığı özel durumlar için işletmeye alternatif bir yolu sunabilmektir. Bu nedenle asgarî yöntem (kademeye dayanmayan yöntem) tanımlanmıştır. İ&R Tebliği Madde 20 uyarınca aşağıda belirtilen koşulların sağlanması durumunda asgarî yöntem kullanılabilir:

- "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 Elektronik 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 durumlarıdır."

İ&R Tebliği Madde 36 (4) uyarınca asgarî yöntemin kullanılabileceği bir diğer durum aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

"Karişık 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 küçük kaynak akışı olarak nitelendiği durumlarda, faaliyet verisini ve ilgili hesaplama faktörlerini belirlemek için, enerji denge yöntemini dahil ederek asgarî yöntem kullanılabilir. Ancak ilgili değer sürekli emisyon ölçümü vasıtası ile belirlenen emisyonlardan biyokütle kaynaklı CO₂'nin çıkartılması için kullanılacaksa bu durum geçerli değildir."



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



Asgarî yöntemin izleme yöntemi olarak seçildiği durumlarda Elektronik İzleme Planında "CO₂ Emisyonlarını İzlemek İçin Kullanılan Asgarî Yöntem (Kademeye Dayanmayan) Bölümünde" bu yöntem kapsamında kullanılan formüller de dâhil olmak üzere CO₂ emisyonlarını izlerken kullanılan yaklaşıma ait bilgiler girilir. Sonrasında İ&R Tebliği Madde 20 uyarınca asgarî yöntemin kullanılabilesine yönelik gerekçeler girilir. En son ise belirsizlik analizinde kullanılan prosedürler hakkında detaylı bilgiler girilir.

5.3 Hesaplama Temelli Yöntem

İşletme, sera gazı emisyonlarını bildirirken sürekli ölçüm temelli sistemlerin (SEÖS) olmadığı durumlarda hesaplama temelli yöntem kullanır. Hesaplama temelli yöntem; faaliyet verisi (tüketilen yakıt ve veya giren/çıkan madde) üzerinden sera gazı emisyonlarının hesaplanması yaklaşımına denir.

Şekil 11, 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. Ayrıca, tesis sınırları içerisinde PFC emisyonu gerçekleşiyorsa bu da hesaplama temelli yöntem ile belirlenir. Emisyonların belirlenmesi için kullanılacak olan yöntem belirlendikten sonra tesisteki kaynak akışları belirlenir ve sınıflandırılır. Bu sınıflandırmaya göre sonrasında kaynak akışlarına ait kademeler belirlenir. Bu kademeler faaliyet verilerini ve hesaplama faktörlerinin belirlenmesinde 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 emisyonları hesaplanmasında gerekli olan bazı parametrelerde değişiklikler yapılır.

Şekil 11'de görüleceği üzere hesaplama temelli yöntem kullanılırken CO₂ emisyonlarının belirlenmesinde standart yöntem veya kütle denge yöntemlerinden biri kullanılır. 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. PFC emisyonları da hesaplama temelli yöntem ile hesaplanırken standart ve kütle denge yöntemi haricinde ayrı bir izleme yöntemi kullanılır.

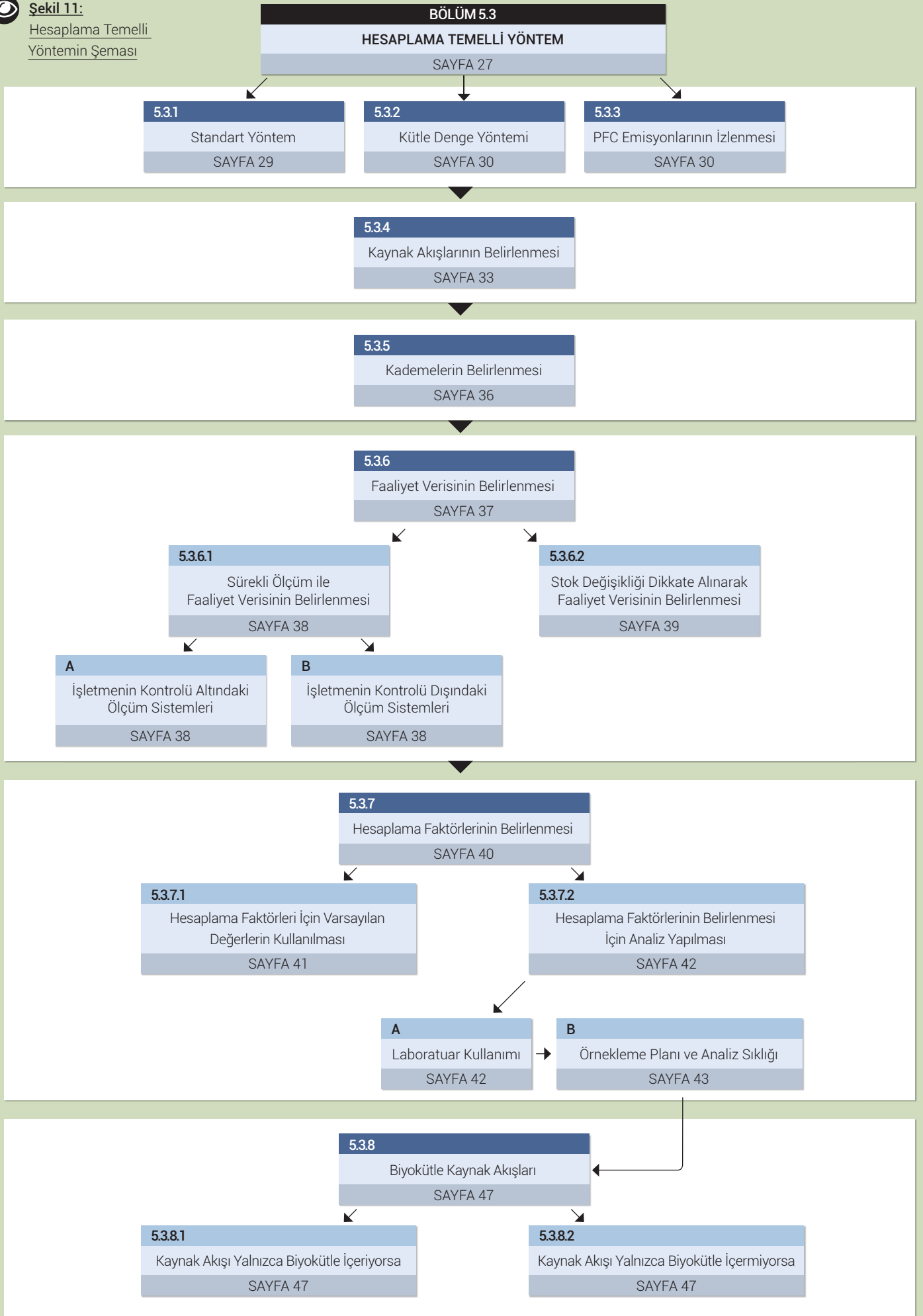


Tesisteki CO₂ emisyonlarının hesaplama temelli yöntem ile izlenilmesi kararlaştırıldıysa Elektronik İzleme Planındaki "CO₂ Emisyonlarını İzlemek için Kullanılan Hesaplama Temelli Yöntem Bölümü" doldurulur. Buraya kullanılan yöntemin açıklaması, kullanılan formüller, CO₂ emisyonlarını izlemek için kullanılan hesaplama temelli yöntemin kısa bir açıklaması girilecektir. Bunun için uygulanacak olan yöntem: standart yöntem veya kütle denge yöntemin detayları için "5.3.1 Standart Yöntem" ve "5.3.2 Kütle Denge Yöntemi" başlıklarına bakınız.



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 ile çarpılarak hesaplanmasıdır (Denklem 4 ve Denklem 5). Söz konusu diğer faktörler, yanma emisyonları için yükseltgenme faktörü ve proses emisyonları için dönüşüm faktörüdür. Emisyonların standart yöntemle hesaplanması iki başlık altında incelenmektedir: yanma emisyonları ve proses emisyonları. Yakıtların yanmasından kaynaklanan sera gazı emisyonları "Yanma Emisyonları"; prosesten kaynaklanan sera gazı emisyonları "Proses Emisyonları" başlığı altında incelenmektedir.

5.3.1.1 Yanma Emisyonları

Yakıtların yanmasından kaynaklanan sera gazı emisyonları standart yöntem ile hesaplanırken İ&R Tebliği Madde 22 (1) uyarınca kaynak akışı başına NKD'nin terajul olarak ifade edildiği yanan yakıt miktarı ile ilgili faaliyet verisini, 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.

Yanma emisyonlarının standart yöntem kullanılarak hesaplanmasına ilişkin Denklem 4 aşağıda verilmiştir.



Denklem 4:

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

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

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

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

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

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



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.

5.3.1.2 Proses Emisyonları

İşletme, proses emisyonlarından kaynaklanan sera gazı emisyonlarını İ&R Tebliği Madde 22 (2) uyarınca standart yöntem ile hesaplarken kaynak akışı başına proses emisyonlarını ifade eden malzeme tüketimi, hammadde miktarı veya üretim çıktısı ile ilgili emisyon faktörü ve dönüşüm faktörü ile çarpılarak belirlir.

Proses emisyonlarının standart yöntem ile hesaplanmasına ilişkin Denklem 5 aşağıda verilmiştir.



Denklem 5:

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

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

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

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



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.

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.



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

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 kaynak akışlarına, (girdi ve çıktı kaynak akışlarına) ilişkin örnek aşağıda verilmiştir.



Örnek 8:

Örneğin; çelik üretim tesisi için kütle denge yöntemi uygulanmaya karar verildiğinde kaynak akışları giren ve çıkan kaynak akışları diye 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.



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 6:

Kütle Denge Yöntemi Kuralı:

$$\text{Emisyon} = \text{Toplam Giren Karbon Miktarı} - \text{Toplam Çıkan Karbon Miktarı}$$

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

(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.



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:

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

- tCO_2/TJ olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: $C = (EF \times NKD) / f$
- tCO_2/Nm^3 olarak ifade edilen emisyon faktörleri için: $C = EF / f$

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

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

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

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

$$C = \text{Karbon içeriği } [-]$$

5.3.3 PFC Emisyonlarının İzlenmesi



Tesiste PFC emisyonuna neden olacak faaliyet gerçekleşiyorsa Elektronik İzleme Planında "PFC Emisyonlarını İzlemek İçin Kullanılan Hesaplama Temelli Yöntem Bölümünde" açıklanmalıdır. Bu başlığa PFC emisyonlarının belirlenmesi ve $\text{CO}_{2(\text{eşd})}$ emisyonlarına dönüştürülmesi için kullanılan yaklaşımın tarifi ve bu kapsamda kullanılan formüller girilecektir. Bunun için bu kısım incelendikten sonra PFC emisyonlarını belirlerken kullanılacak olan yöntem: Yani, Yöntem A (Eğim Yöntemi) ya da Yöntem B'ye (Aşırı Gerilim Yöntemi) karar verilir.

Şekil 10'da görüleceği üzere PFC emisyonları hesaplama temelli yöntem ile izlenir. Hesaplama temelli yöntemde CO₂ emisyonlarının belirlenmesinde kullanılan yöntem standart ve kütle denge yöntemi olarak ikiye ayrılırken PFC emisyonlarının belirlenmesinde kullanılan yöntem de Yöntem A ve Yöntem B olmak üzere ikiye ayrılır.

Bölüm 2, Şekil 2'de gösterildiği gibi PFC (perflorokarbon) emisyonları yalnızca birincil alüminyum üretimi faaliyetini kapsamaktadır. Kaçak emisyonları dâhil olmak üzere anot etkisinden kaynaklanan emisyonlar bu izleme yöntemi kapsamına dâhil edilir.

PFC emisyonlarının izlenmesi sırasında CF₄ ve C₂F₆ gazları dikkate alınır. İ&R Tebliği EK-3 Bl.8 uyarınca PFC emisyonlarının belirlenmesi aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

"PFC emisyonları, kanalın toplama verimliliğini kullanarak kaçak emisyonlardan hesaplanmasının yanı sıra kanaldaki veya bacadaki ('noktasal kaynaklı emisyonlar') ölçülebilen emisyonlardan da hesaplanır."

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



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.



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.

Kanaldaki ya da bacadaki PFC emisyonları iki farklı yöntem kullanılarak belirlenebilir: hücre-gün başına anot etki dakikaları kaydedildiği yöntem (Yöntem A) ve anot etkisi aşırı geriliminin kaydedildiği yöntem (Yöntem B).

5.3.3.1 Hesaplama Yöntemi A (Eğim Yöntemi)

PFC emisyonlarının izlenmesi sırasında CF₄ ve C₂F₆ gazları dikkate alınır. 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]

Bu hesaplama yönteminde (Yöntem A), CF_4 ve C_2F_6 emisyonları için kullanılan emisyon faktörleri İ&R Tebliği EK-3 Bl.8.B'de tanımlanan uygun kademeye göre belirlenir. (Uygun kademenin seçimi için Bkz. Bölüm 5.3.5)

5.3.3.2 Hesaplama Yöntemi B (Aşırı Gerilim Yöntemi)

PFC emisyonlarının izlenmesi sırasında CF_4 ve C_2F_6 gazları izlenmektedir. Hesaplama Yöntemi B'de anot etkisi aşırı gerilimi kaydedilir. Hesaplama Yöntemi A'da olduğu gibi bu yöntemin uygulanması sırasında önce CF_4 emisyonları Denklem 11 ile belirlenir ve C_2F_6 emisyonları Denklem 12 ile sonrasında belirlenir.



Denklem 11:

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

CF_4 emisyonları [t]

AGK = Aşırı gerilim (mV) başına üretilen alüminyumun tonu başına kg CF_4 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 :

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

$F_{C_2F_6} = C_2F_6 (t C_2F_6 / t CF_4)$ ağırlık oranı

Bu hesaplama yönteminde (Yöntem B), CF_4 ve C_2F_6 emisyonları için kullanılan emisyon faktörleri İ&R Tebliği EK-3 Bl.8.B'de tanımlanan uygun kademeye göre belirlenir.



PFC emisyonları için gerekli kademe Elektronik İzleme Planı tarafından otomatik olarak belirlenecektir. İşletme gerekli kademeyi uygulamadığı durumlar için Elektronik İzleme Planının kademeler bölümünde ilgili açıklama ve gerekçeyi belirtmelidir.

5.3.3.3 $CO_{2(eşd)}$ Emisyonlarının Hesaplanması

PFC emisyonları Yöntem A ya da Yöntem B ile hesaplandıktan sonra $CO_{2(eşd)}$ emisyonları Denklem 13 ile hesaplanır.



Denklem 13:

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

CF_4 / C_2F_6 emisyonları = [t]

$KIP_{CF_4} / KIP_{C_2F_6}$ = Küresel Isınma Potansiyeli = $[tCO_{2(eşd)} / tCF_4]$ veya $[tCO_{2(eşd)} / tC_2F_6]$



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

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. Bölüm 5.1 "İzleme Yönteminin Seçimi"nde de açıklandığı üzere hesaplama temelli yöntem uygulanırken eğer yakıtların yanması söz konusu ise, işletme, yakıtların yanması sırasında tüketilen yakıt miktarını kullanarak sera gazı emisyonlarını hesaplar. Ek faaliyetler için ise hammadde ya da ürüne ait veriler kullanılarak sera gazı emisyonları hesaplanabilir. Bu açıklama ışığında, tesiste emisyonlar üzerinde doğrudan bir etkiye sahip olan tüketilen yakıt, kullanılan malzeme ya da üretilen malzemeler bu tesisin kaynak akışlarıdır. Örneğin; yakıtların yakılması faaliyetindeki kaynak akışı doğal gaz ya da başka bir yakıt olabilir. Çünkü yakıtların yanmasındaki kaynak akışı tüketilen yakıttır. Ya da seramik üretiminde emisyon kaynaklarından biri kalsinasyondur ve bu faaliyetin kaynak akışı seramik hammaddesidir. Çünkü, proses tarafından tüketilen ya da üretilen malzeme miktarı kaynak akışı olduğu için bu durumda tüketilen malzeme miktarı yani seramik hammaddesi kaynak akışıdır.



Elektronik İzleme Planında, bu kısımda yapılan açıklamanın ışığında kaynak akışları "İlgili Kaynak Akışları" başlığının altında KA1, KA2 ... şeklinde referanslanarak sıralanır. Kaynak akışının adı yazıldıktan sonra kaynak akış türü seçenekler arasından seçilir. Devamında ise daha öncesinde belirlenmiş olan ilgili faaliyet, emisyon kaynağı ve noktası seçenekler arasından seçilir.

Elektronik 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 çıktı kaynak akışları eksi (-) olarak alınır. Kaynak akışlarına ait tahmini emisyonların hesaplanma nedeni kaynak akışlarının İ&R Tebliği Madde 17 (3) uyarınca sınıflandırılması gerekliliğidir. Buna göre kaynak akışları yıllık tahmini emisyon miktarlarına göre büyük, küçük ve önemsiz kaynak akışları olmak üzere üçe ayrılmaktadır. Bu sınıflandırmaya göre sonrasında kaynak akışlarına ait kademeler belirlenir. Bu kademeler faaliyet verilerini ve hesaplama faktörlerinin belirlenmesinde gerekli olan koşulları belirler. Şekil 12'de bu sınıflandırma yapılırken gerekli olan yıllık tahmini emisyon miktarına ait bilgileri bulabilirsiniz.

Şekil 12'de küçük ve önemsiz kaynak akışları için eşikler tanımlanmıştır. Bu eşikleri açıklamak gerekirse: Bir kaynak akışının küçük kaynak akışı olabilmesi için emisyonlara olan katkısının 5.000 tCO₂'den küçük olması gerekir. Eğer kaynak akışının emisyonlara olan katkısı daha fazla ancak toplam emisyonların %10'nundan daha düşük ise kaynak akışı, küçük kaynak akışı olarak sınıflandırılabilir. Küçük kaynak akışlarının emisyonlara olan katkısı toplam 100.000 tCO₂'yi geçmemelidir.



Şekil 12:

Kaynak Akışlarının
Sınıflandırılması

KÜÇÜK KAYNAK AKIŞI

- 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

- 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'**inden 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 belirlenmesi, kaynak akışlarına ait tahmini emisyonun belirlenmesi ve durumu kapsayan örnek, Örnek 9'da verilmiştir.



Kaynak akışlarının neler olduğu Elektronik İzleme Planında 'Kaynak Akışları Bölümünde' belirlendikten sonra 'Kaynak Akış Kategorileri Bölümünde' kaynak akışlarına ait tahmini emisyonlar girilir ve olası kaynak akış kategorileri otomatik olarak ekranda çıkar. Örnek 9'da verilen notta olduğu gibi olası kaynak akışı kategorisi ile seçilen kategori farklılık gösterebilmektedir. Olası kaynak akış kategorileri ekranda otomatik olarak çıktıktan sonra örnekte verilen notta küçük kaynak akışlarıyla ilgili olan durumda olduğu gibi eşik değeri aşıldıysa bununla

ilgili Elektronik İzleme Planında hata mesajı çıkar. Bu hata mesajını gidermek için seçilen kaynak akış kategorisi olası kategoriden bir seviye daha yüksek seçilir. "Yıllık Tahmini Toplam Sera Gazı Emisyonu Bölümünde" girilen tahmini toplam yıllık emisyon miktarı ile kaynak akışları için girilen tahmini emisyon miktarlarının toplamı tutarlı olmazsa başka bir uyarı mesajı çıkar. Bunun için tahmini emisyon miktarlarının tekrar kontrol edilmesi gerekir. Bunun gibi önemsiz kaynak akışlarının toplamının eşiği aşması durumunda da bir hata mesajı çıkar.



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 hammaddedir.

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 NKD 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 kül 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.

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.

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.



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 tanımları İ&R Tebliği EK-2'te bulabilirsiniz.

5.3.5 Kademe

Emisyonların belirlenmesi için gereken her bir parametre, farklı veri kalite düzeyleriyle belirlenir. Bu veri kalitesi düzeyine "kademe" adı verilmiştir. Bölüm 5 "İzleme Yöntemleri"nde Şekil 10'da 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 için belirlenen kademenin faaliyet verilerinin ve hesaplama faktörlerinin belirlenmesinde gerekli olan koşulları ifade eder. Yıllık tahmini emisyonların hesaplanması sırasında ihtiyatlı bir yöntem kullanıldığı için kademeye dayanmayan bir yöntem kullanılır. Ancak Elektronik 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. Bunun için Kademe belirlenmesinde en kapsayıcı kural: **"Aksi belirtilmediği takdirde en yüksek kademeyi uygula"** dır. 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 her hangi 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)'de** 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:

- **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 uygulanabilir.
- **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.

Örneğin; işletme, 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)).



İ&R Tebliği Madde 24 (1) uyarınca eğer tesiste uygulanması gereken en yüksek kademe uygulanamıyorsa 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 olmadığı tespit edilmesi,
- Uygulanması gereken kademeye nasıl ve ne zaman erişebileceği ile ilgili bir gelişim planının sunulması.”



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



İ&R Tebliği **Geçici Madde 1** uyarınca, işletmeler ilk raporlama dönemi olan **2016** yılından itibaren **2017** ve **2018** yıllarını da kapsayacak şekilde **ilk üç yıl için** uygulayabildikleri en yüksek kademeye göre hesaplamalarını yaparlar. Ancak **2018** yılı emisyonlarının izlenerek raporlanacağı **2019** yılı itibarı ile ise İ&R Tebliği uyarınca belirlenen kademeler geçerli olur.

Uygulanması gereken kademenin belirlenmesine ilişkin Şekil 14'te karar ağacı verilmiştir ve Örnek 10, bu seçimi daha detaylı açıklamıştır.



Elektronik İzleme Planında “CO₂ Emisyonlarının Kaynak Akışlarına Ait Faaliyet Verileri İçin Kademe Bölümünde” hesaplama faktörleri için gereken kademe otomatik olarak çıkmaktadır. Ancak kademenin teknik olarak uygulanamayacağı durumlarda uygulanan kademe farklı seçilebilir. Hesaplama faktörlerinin belirlenmesi ve faaliyet verilerinin belirlenmesi ileriki başlıklarda incelendikten sonra kademeye ilgili bu başlık Elektronik İzleme Planında doldurulacaktır.

5.3.6 Faaliyet Verisinin Belirlenmesi

Hesaplama temelli yöntemlerde faaliyet verisi proses kaynaklı emisyonlarda üretilen ya da tüketilen malzeme miktarı ile yanma emisyonlarında tüketilen yakıt miktarını ifade eder. Ayrıca faaliyet verisi enerji için terajul, kütle için ton ve gazlar için normal metre küp şeklinde ifade edilir.

İşletme kaynak akışına ait faaliyet verisini 2 farklı yöntemle izler:

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

Sera gazı emisyonları Elektronik Emisyon Raporunda hesaplanıp sunulacaktır. Ancak Elektronik Emisyon Raporu Elektronik İzleme Planı ışığında hazırlanacağı için emisyonların nasıl hesaplanacağı, hangi yöntemlerin kullanılacağı ve faaliyet verilerinin nasıl belirleneceği bu planda bildirilmek zorundadır. Bu kapsamda yukarıda belirtilen iki yöntemden biri kullanılarak faaliyet verileri belirlenir. Bunun 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 "CO₂ Emisyonlarının Kaynak Akışlarına Ait Faaliyet Verilerini Belirleme Bölümünde" faaliyet verisini belirleme yöntemi girilir.

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 (İşletmenin kontrolü dışındaki ölçüm sistemleri ile ilgili daha detaylı bilgi için Bkz. Bölüm 5.3.6.1.B). Ölçüm cihazının işletmenin kontrolünde olması ya da olmaması işletmeye ait sorumlukları ve ölçüm cihazına ait belirsizlikleri değiştirir.



Faaliyet verilerinin sürekli ölçüm cihazlarıyla belirlendiği durumlarda 'Tesiste Kurulmuş Olan Ölçüm Cihazlarının Takibi İçin Kullanılan Prosedür Bölümünde' bu cihazların takibi için kullanılan prosedürün açıklaması girilir.



Elektronik 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'ni Madde 26 (2))



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



İ&R Tebliği'ni Madde 4 (c) uyarınca belirsizlik: "Ölçülen değerlerin dağılımını niteleyen, tesadüfî ve sistematik faktörlerin etkisini içerecek şekilde yüzde olarak ifade edilen ve değerlerin dağılımındaki olası asimetrikliği de dikkate alarak elde edilen değerlerin % 95 oranında doğru olduğunu tanımlayan parametreyi ifade eder." şeklinde tanımlanmıştır.



Faaliyet verisinin işletmenin kontrolü altındaki ölçüm cihazıyla belirlendiği durumda: Elektronik İzleme Planında 'CO₂ Emisyonlarının Kaynak Akışlarına Ait Faaliyet Verilerini Belirleme Bölümünde' faaliyet verisini belirleme yöntemi için "sürekli ölçüm" seçilir. Devamında ise cihazdan sorumlu kuruluş için seçenekler arasından "İşletme" seçilir. En son ise kullanılan ölçüm cihazları seçenekler arasından seçilir.

B. İşletmenin Kontrolü Dışındaki Ölçüm Sistemleri

İ&R Tebliği Madde 27 (2) uyarınca işletmenin kontrolü dışındaki ölçüm cihazları uygulanabilir kademe ile uyum sağlamak zorundadır. Bu bağlamda, ilgili ticarî işlem için metrolojik kontrole ilişkin mevzuatta yer alan azamî 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 kademedен daha düşük ise işletme ölçüm sisteminden sorumlu ticarî ortağından uygulanabilir belirsizlik ile ilgili gerekli bilgi ve belgeleri temin eder (Belirsizlikle ilgili daha detaylı açıklama ve bilgi için Bkz. Bölüm 6). Ayrıca, İ&R Tebliği Madde 27 (1) uyarınca:

"İşletmenin kendi kontrolündeki ölçüm sistemlerinin kullanımı ile karşılaştırıldığında, işletmenin kontrolü dışındaki ölçüm sistemlerinin kullanımının işletmeye en az bir yüksek kademe 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."



Faaliyet verisinin işletmenin kontrolü dışındaki ölçüm cihazıyla belirlendiği durumda: Elektronik İzleme Planında 'CO₂ Emisyonlarının Kaynak Akışlarına Ait Faaliyet Verilerini Belirleme Bölümünde' faaliyet verisini belirleme yöntemi için "sürekli ölçüm" seçilir. Devamında ise cihazdan sorumlu kuruluş için seçenekler arasından "Ticarî Ortak" seçilir. Anlatıldığı üzere ölçüm cihazlarının kontrolü ticarî 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 3 soru yanıtlanır. En son ise kullanılan ölçüm cihazları seçenekler arasından seçilir.

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 yöntem kullanılarak faaliyet verisi olarak Denklem 14 kullanılır. Bir raporlama dönemi süresince satın alınan yakıt veya malzeme miktarından ihraç edilen miktar çıkarılır. 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 = ihraç edilen malzeme veya yakıt miktarı

S_{başlangıç} = Raporlama dönemi başlangıcında bulunan miktar

S_{bitiş} = Raporlama dönemi bitişinde bulunan miktar

İ&R Tebliği Madde 25 (3) uyarınca eğer tesis stokta 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 malî tablolardaki ilgili veriler ile miktarları tahmin edebilir.

Son olarak, işletme yeni bir Elektronik İzleme Planı bildirirken veya onaylanmış Elektronik İzleme Planında bir değişiklik yapması halinde belirsizlik değerlendirmesini Bakanlığa bildirmekle yükümlüdür. İ&R Tebliği Madde 26 (3) uyarınca, stok değişikliği ile ilgili belirsizlik, depolama tesislerinin kapasitesinin yıllık kullanılan yakıt veya malzemenin miktarının en az %5'i olduğu durumda belirsizlik değerlendirmesine dahil edilir (Belirsizlikle ilgili daha detaylı açıklama ve bilgi için Bkz. Bölüm 6).



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, Elektronik İzleme Planında 'CO₂ Emisyonlarının Kaynak Akışlarına Ait Faaliyet Verilerini Belirleme Bölümünde' faaliyet verisini belirleme yöntemi için "stok değişimi" seçilir. Devamında ise stok yığınlarını belirlemek için kullanılan prosedüre referans verilir. Ayrıca 'Bildirim Yılına Başlangıcındaki/Sonundaki Stokların Tahmini İçin Kullanılan Prosedür (Eğer Mevcutsa) Bölümünde' stok tahminleri için kullanılan prosedürün açıklamasına ait bilgiler doldurulur.

5.3.7 Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesi

Faaliyet verileriyle benzer olarak hesaplama faktörleri de sera gazı emisyonları hesaplanırken kullanılır. İ&R Tebliği Madde 4 (ö) uyarınca hesaplama faktörleri aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır:

"Net kalorifik değeri, emisyon faktörünü, ön emisyon faktörünü, yükseltgenme faktörünü, dönüştürme faktörünü, karbon içeriğini veya biyokütle oranını ifade eder."



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

İşletme, hesaplama faktörlerini belirlerken ya varsayılan değerleri ya da analizlere dayanan değerleri kullanabilir. Hangisini kullanacağı tamamen ilgili kaynak akışının kategorisine ve o kaynak akışına bağlı parametreler (faaliyet verisi, hesaplama faktörleri) için belirlenen uygulanabilir kademeye bağlıdır. Şekil 13, gerekli olan bu kademelerin İ&R Tebliğinde geçen ilgili bölümlerini özetlemiştir. Bölüm 5.3.5'de anlatıldığı şekilde uygulanacak olan kademe belirlendikten sonra uygulanacak olan bu kademelerin tanımı için Şekil 13'te verilen İ&R Tebliğinin ilgili kısmına gidilir. Burada verilen tanıma göre ise hesaplama faktörü için ya varsayılan değerler kullanılır ya da analizlere dayanan değer kullanılır.



Şekil 13:

Hesaplama Faktörlerinin Belirlenmesinde
Gerekli Olan Kademelerin
İ&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	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	-> İ&R Tebliği EK-3



Hesaplama temelli yöntemin uygulandığı durumda kaynak akışlarının kategorileri belirlendikten sonra hesaplama faktörleri için gereken kademeyi otomatik olarak çıkar. 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. Seçim yapıldıktan sonra uygulanan kademenin tanımı otomatik olarak çıkar. Uygulanan kademenin daha detaylı açıklaması Şekil 13'teki İ&R Tebliği yönlendirmeleriyle bulunur. Hesaplama faktörleri için uygulanan kademeler belirlendikten sonra 'Hesaplama Faktörlerinin Detayları Bölümü' doldurulurken uygulanan kademeye göre ya varsayılan değerler kullanılır ya da analize dayanan hesaplama faktörleri kullanılır.

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: http://www.csb.gov.tr/db/iklim/editordosya/NIR_TUR_2012.pdf
- %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.

Şekil 13'te, kullanılan izleme yöntemine bağlı olarak hesaplama faktörlerine ilişkin kademelerin İ&R Tebliğinde geçen ilgili bölümleri verilmiştir.



'Hesaplama Faktörlerinin Detayları Bölümü' doldurulurken uygulanan kademe otomatik olarak ekranda çıkar. Hesaplama faktörleri için varsayılan değerlerin kullanıldığı durumlarda kullanılacak olan varsayılan değer, bu değer birimi ve referansı bu başlığa girilir. Ayrıca, hesaplama faktörleri için varsayılan değerlerin kullanıldığı durumda Elektronik İzleme Planında 'Hesaplama Faktörlerinin Varsayılan Değerleri İçin Bilgi Kaynaklarının Listesi' doldurulur. Bu listede varsayılan değer alınıldığı bilgi kaynakları listelenir.

5.3.7.2 Analize Dayanan Hesaplama Faktörleri

İ&R Tebliği Madde 30 (1) uyarınca analize dayanan hesaplama faktörlerini belirlerken kullanılan analiz, örnekleme, kalibrasyon ve doğrulama ilgili TS EN Standartlarınca yapılır. 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.



'Hesaplama Faktörlerinin Detayları Bölümü' doldurulurken uygulanan kademe otomatik olarak ekranda çıkar. Analize dayanan hesaplama faktörlerinin kullanıldığı durumlarda analiz referansı, örnekleme referansı ve analiz sıklığı bu başlığın altında doldurulur. Bunların detaylı açıklaması ilerleyen başlıklarda verilmiştir.

A. Laboratuvarların Kullanımı

İ&R Tebliği Madde 32 uyarınca hesaplama faktörlerinin belirlenmesine yönelik analizler ve analitik yöntemler için kullanılan laboratuvarların ya ilgili standartlara göre Bakanlıktan yeterlilik belgesi almış olması ya da Bakanlığın laboratuvarı olması gerekir. Ancak, bu laboratuvarlardan herhangi birinin teknik olarak kullanımının elverişli olmadığı durumlarda TS EN 17025 standardına eşdeğer gereksinimlerin karşılandığını Bakanlığa belgelenmesi durumunda diğer laboratuvarlar da kullanılabilir. Bu durumda yılda en az bir kere Bakanlık laboratuvarı ile karşılaştırma yaptırılarak sonuçlar belgelendirilir.



Analize dayanan hesaplama faktörlerinin kullanıldığı durumlarda 'Hesaplama Faktörlerinin Analizleri İçin Kullanılan Laboratuvarlar ve Yöntemler Bölümü' doldurulur. Burada kullanılan analiz yöntemi ve bu analizin TS EN 17025'e göre akredite olup olmadığının bilgisi girilir. Yöntemin akredite olmadığı durumlarda laboratuvarın İ&R Tebliği Madde 32 uyarınca teknik olarak uygunluğunun kanıtına ait referans girilir. Ayrıca, bu başlık doldurulduktan sonra burada kullanılan analiz yöntemlerine ilişkin yazılı prosedürlerin açıklaması "Analizler İçin Yazılı Prosedürler Bölümünde" doldurulur.

B. Örnekleme Planı ve Analiz Sıklığı

İ&R Tebliği'ni Madde 31 (1) uyarınca, analiz yapmak amacı ile her bir yakıt veya malzeme için yazılı bir prosedür halinde bir örnekleme planı hazırlanması gerekmektedir. Hazırlanan bu örnekleme planının onaylaması için Bakanlığa sunulması gerekmektedir. Sunulacak olan bu örnekleme planında: örneklerin hazırlanmasına ilişkin yöntemler, sorumluluklar, konumlar, sıklıklar, miktarlar, 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 alınması gerekmektedir. Bu yüzden alınan bu örnekler arasında sapma olmaması gerekmektedir. Bunun yanı sıra İ&R Tebliği Madde 31 (2) uyarınca:

"İşletme, 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."



"Analizler için Örnekleme (Numune Alma) Planlarına Yönelik Prosedür" başlığı altında örnekleme planlarına ilişkin bilgiler doldurulur.

Örnekleme planınca alınan örnekler analize tabi tutulur. Bu analizler ise belirli sıklıklarda yürütülür. Analiz sıklıkları İ&R Tebliği EK-6'da listelenmiştir. İ&R Tebliği Madde 33 (2) uyarınca:

"Asgari sıklıkların mevcut olmadığı durumlarda: geçmiş veriye dayanarak, 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 sapma, faaliyet verisinin belirlenmesi halinde Bağlantılı belirsizlik değerinin 1/3'ünü geçmediği koşullarda işletmenin başvurusu halinde Bakanlık, İ&R Tebliği EK-6'da listelenenlerden farklı bir sıklık kullanılmasına izin verebilir."

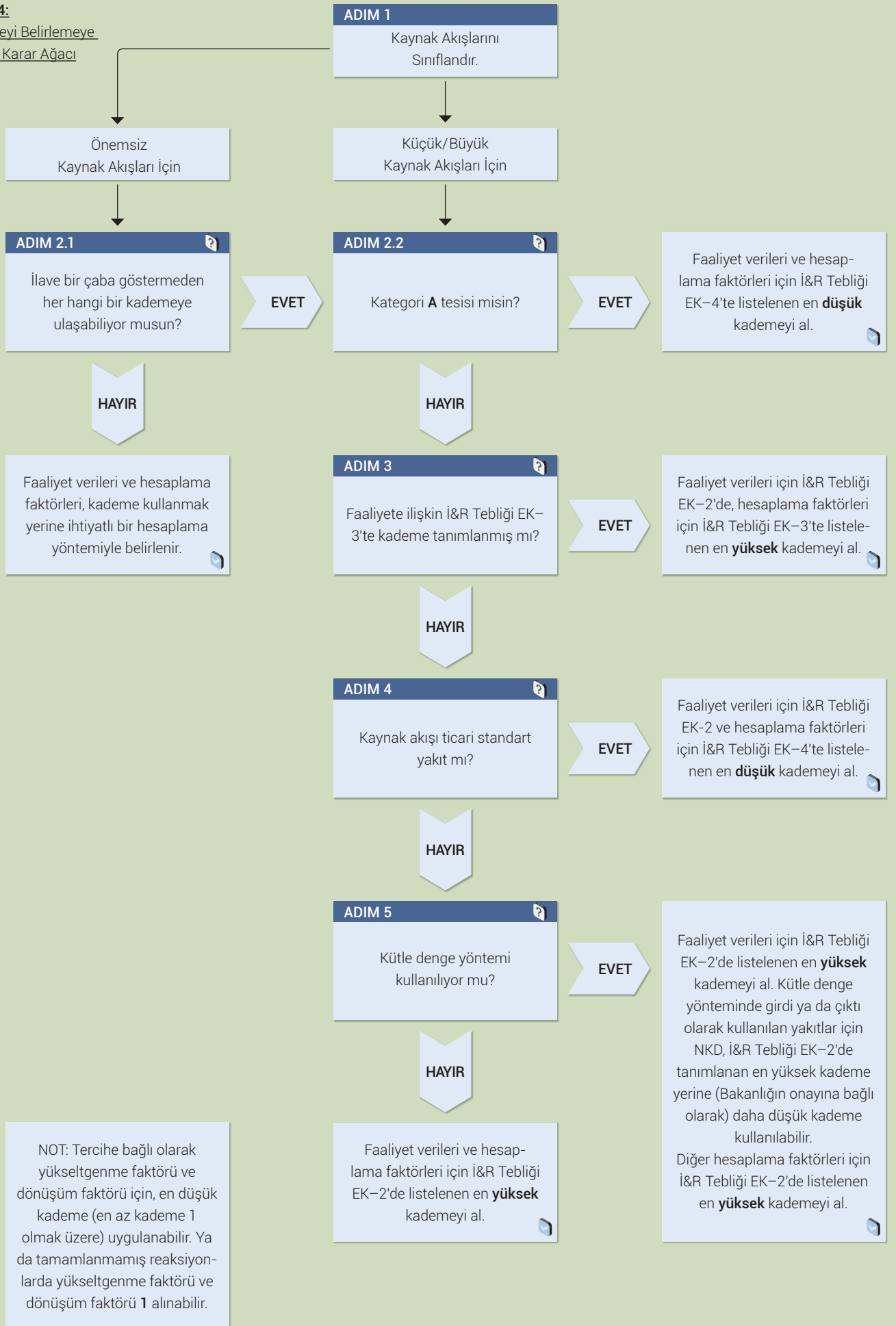
C. Kademenin Belirlenmesi

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 14'te her bir kaynak akışı için hesaplama faktörü ve faaliyet verisine ilişkin gerekli kademenin nasıl belirleneceğini anlatan, adım adım ilerleyen, bir karar ağacı bulunmaktadır.

Şekil 14, 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 14:
Kademeyi Belirlemeye
Yönelik Karar Ağacı



- Kaynak akışının önemsiz kaynak akışı olması durumunda Adım 2.1'den devam edilir. İlave çaba göstermeden kademeye ulaşılabilirdi durumlarda Adım 2.2'e geçilir.

- Kaynak akışının küçük ya da büyük olması durumunda doğrudan Adım 2.2'den devam edilir.

- B ve C kategori tesisler için Adım 3'e geçilerek İ&R Tebliği EK-3'te faaliyetine ilişkin kademenin yer alıp almadığı kontrol edilir. Faaliyete ilişkin kademe yer almıyorsa Adım 4'e geçilir: kaynak akış türünün ticari standart yakıt olup olmadığına bakılır. Kaynak akışının ticari standart yakıt olmaması durumunda Adım 5'e geçilir ve kaynak akışı için kütle denge yöntemi kullanılıp kullanılmadığına bakılır.

Bu karar ağacı gerekli olan kademenin teknik olarak elverişli olmadığı durumunu kapsamamaktadır.

Karar ağacına ilişkin detaylı örnek, Örnek 10'da anlatılmaktadır.



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	1	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 ÖİL	4.000	ÖNEMSİZ	2	2a/2b	1	n.a.	2a/2b

Her bir kaynak akışı için karar ağacında (**Şekil 14**) 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.Bl'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. 4.2'ye bakılır. Bu eke göre: Dönüşüm faktörüne ait kademe 2; emisyon faktörüne ait kademe 1 alınır. Ancak, **Şekil 14**'te verilen notta da gözükeceği 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. 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.Bl'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.

5.3.8 Biyokütle Kaynak Akışları

İ&R Tebliği Madde 4 (ç) uyarınca biyokütle aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

"Bitkisel ve hayvansal maddeleri içeren tarım, ormancılık, balıkçılık ve su kültürü gibi faaliyetlerden kaynaklanan ürün, atık ve kalıntılarının ve sanayi ile belediye atıklarının biyolojik olarak ayrışabilen kısımlarını, biyosıvıları ve biyoyakıtları ifade eder."

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. Bunun sonucunda belirlenecek olan faaliyet verisi ve emisyon faktörleri farklılık gösterir. Bu sebeple kaynak akışının yalnızca biyokütle içerip içermediği tayin edilir emisyon faktörü ve faaliyet verisi ilgili kaynak akışının kademesine göre belirlenir.

5.3.8.1 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 (İ&R Tebliği Madde 36 (1)).



İlgili kaynak akışının yalnızca biyokütle içermesi durumunda Elektronik İzleme Planında 'CO₂ Emisyonlarının Kaynak Akışlarına Ait Hesaplama Faktörleri İçin Uygulanan Kademeler Bölümünde' biyokütle oranına ait uygulanan kademe "Uygulanabilir Değil" olarak seçilmelidir.



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

5.3.8.2 Kaynak Akışı Yalnızca Biyokütle İçermiyorsa

Yapılan analizlerde kaynak akışının yalnızca biyokütle içermemesi, ilgili kaynak akışının karışık bir yakıt ya da malzeme içermesi anlamına gelmektedir. Bu durumda İ&R Tebliği Madde 36 (2) uyarınca karışık bir yakıtın ya da malzemenin emisyon faktörü, ön emisyon faktörünün yakıt veya malzemenin fosil karbon oranıyla çarpılmasıyla hesaplanır.

Biyokütle oranının yapılan analizler ile belirlenmesinin teknik olarak elverişli olmadığı durumda İ&R Tebliği Madde 37 (2) uyarınca, hesaplamalar karışık yakıtlar ve malzemelere ilişkin standart emisyon faktörü ve biyokütle oranı değerine dayandırılır. Bu yöntemin de uygulanmadığı durumlarda, biyokütle oranı sıfır varsayılır ya da biyokütle oranının belirlenebilmesi için tahmini bir yöntem Bakanlığın onayına sunulur. İşletme, tanımlanmış ve izlenebilir girdi akışları ile bir üretim sürecinden çıkan yakıtlar ve malzemeler için, sürece giren ve çıkan fosil ve biyokütle karbonunun kütle dengesi üzerine bu tahmini dayandırır.



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 Elektronik İzleme Planında 'CO₂ Emisyonlarının Kaynak Akışlarına Ait Hesaplama Faktörleri İçin Uygulanan Kademeler Bölümünde' biyokütle oranına ait gerekli kademe seviyesi otomatik olarak çıkar. 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.

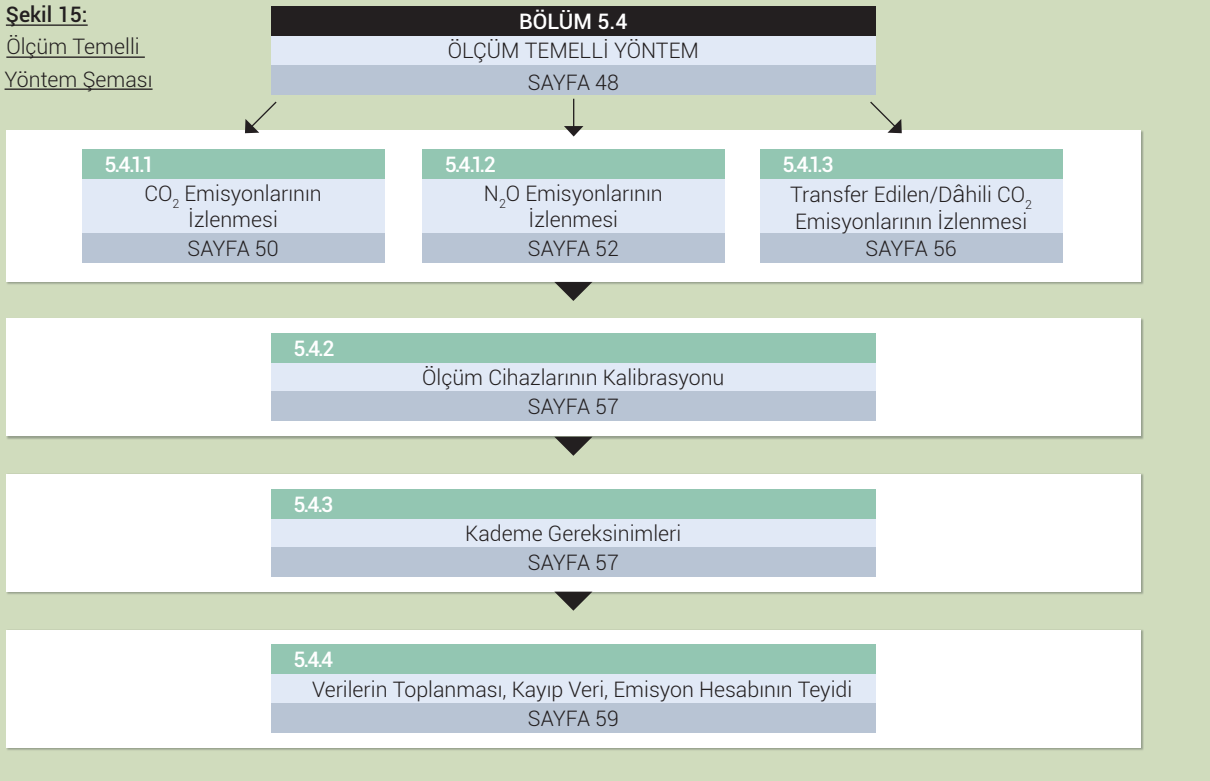
5.4 Ölçüm Temelli Yöntem

Ölçüm temelli yöntemde tesisin salınan sera gazlarının izlenmesi yöntemin temel amacıdır. Bu yüzden ölçüm temelli yöntemi kullanan bir tesisin tüm emisyon noktalarına İ&R Tebliğince belirtilen standartları sağlayan sürekli ölçüm cihazlarını yerleştirmesi ve izlenen verinin kalite kontrolünü sağlaması gerekmektedir. Tesiste kullanılan sürekli ölçüm cihazları, sürekli emisyon ölçüm sistemleri (SEÖS) 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 sürekli emisyon ölçüm sistemlerinin emisyon ölçmek için kullandığı veya CO₂ akışının sürekli emisyon ölçüm sistemleri kullanılarak belirlendiği bir boru hattı kesitini ifade eder. Ölçüm temelli yöntemde, ölçüm noktalarında sera gazı emisyonları izlendiği için ölçüm noktaları önemli bir yer tutmaktadır. Yönetmelik EK-1 kapsamında belirtilen ve Şekil 15'te gösterilen N₂O emisyonları, Transfer Edilen/Dâhili CO₂ ve SEÖS'ün bulunduğu ünitelerdeki CO₂ emisyonlarının belirlenmesinde ölçüm temelli yöntem kullanılır.

Şekil 15'te ölçüm temelli yöntem başlığı altında izlenmesi gereken basamaklar sırayla verilmiştir. Özetlemek gerekirse, ölçüm temelli yöntem seçildikten sonra tesiste emisyonlara sebep olan sera gazları ve SEÖS'te kullanacak yöntem gazlarına göre belirlenir. (CO₂, N₂O, Transfer Edilen / Dâhili CO₂). Daha sonra ilgili sera gazı veya gazları için yapılması gereken ortak basamaklara geçilir. Yöntemlerin belirlenmesinin ardından, sera gazlarının sürekli ölçüm cihazlarının konumları belirlenerek, kalibrasyonları kontrol edilir. Ölçüm cihazlarının spesifikasyonuna ilişkin bilgilerin tamamlanmasının ardından tesiste emisyonlara sebep olan sera gazları ve tesis kategorisi kullanılarak kademeleri, belirlenen kademe ve emisyonlara sebep olan sera gazları kullanılarak da ölçüm cihazlarının izin verilen maksimum belirsizlik değerleri belirlenir. Son olarak Elektronik Emisyon Raporunda belirtilmesi gereken veri toplanması, kayıp verinin belirlenmesi ve emisyon hesabının teyidine ilişkin prosedürün Elektronik İzleme Planı ile birlikte verilmesi gerekir.



Şekil 15:
Ölçüm Temelli
Yöntem Şeması



İ&R Tebliği Madde 19 (1) uyarınca ölçüm temelli yöntem aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır:

"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"



Ölçüm temelli yöntem, sürekli ölçüm sistemleri bulunan ünitelerde kullanılır.

Ölçüm temelli yöntemin kapsamı İ&R Tebliğinin 6. Bölümünde ele alınmıştır. Yönetmeliğin EK-1'i kapsamında belirtilen faaliyetlerden İ&R Tebliği EK-3 Bl.16'da yer alan N₂O emisyonları ile Madde 47 uyarınca Transfer Edilen/Dâhili CO₂ miktarını belirlemek için ölçüm temelli yöntem kullanılmalıdır. Ayrıca sürekli emisyon ölçüm sistemlerinin bulunduğu tesislerde, İ&R Tebliği Madde 39 uyarınca her bir emisyon kaynağı için uygulanan kademelerin gerekliliklerinin yerine getirildiğine dair belgelerin sağlanması halinde CO₂ emisyonlarının belirlenmesinde ölçüm temelli yöntem kullanılabilir. Sürekli emisyon ölçüm sistemlerinin bazı ünitelerde bulunup bazılarında bulunmadığı durumlarda CO₂ emisyonlarının belirlenmesinde hesaplama ve ölçüm temelli yöntemler bir arada kullanılabilir. Hesaplama ve ölçüm temelli yöntemin bir arada kullanılmasına ilişkin örnek Örnek 11'de verilmiştir.



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



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 bulunmamaktadır. Bu yüzden CO₂ emisyonları belirlenirken ölçüm temelli ve hesaplama temelli yöntem bir arada kullanılır. (Tesis yakıtların yakılmasından kaynaklı emisyonu hesaplama temelli yöntem ile belirlerken, sürekli emisyon ölçüm sistemlerinin (SEÖS) bulunması halinde prosesten kaynaklı N₂O emisyonunu ölçüm temelli yöntem ile belirler.)

İ&R Tebliği Madde 37 uyarınca tesiste kullanılan belirli bir yakıt veya malzemenin biyokütle oranı analizler yapılarak belirlenir. Fakat tesis üretiminde kullanılan karışık bir yakıtın veya malzemenin içerdiği biyokütle oranının analizlerle belirlenmesinin teknik olarak elverişli olmadığı durumlarda; işletme hesaplamalarını, karışık yakıtlar ve malzemelerin standart emisyon faktörü ve biyokütle oranı değerlerine dayandırır. Bu tip standart faktörlerin ve değerlerin yokluğu durumunda, işletme ya biyokütle oranını sıfır varsayarak ya da biyokütle oranının belirlenmesi için bir tahmin yöntemini Bakanlığın onayına sunarak hesaplama yöntemini belirler. Bu hesaplama yöntemini, tanımlanmış ve izlenebilir girdi akışları ile bir üretim sürecinden çıkan yakıtlar ve malzemeler için, işletme sürece giren ve çıkan fosil ve biyokütle karbonunun kütle dengesi üzerine bu tahmine dayandırır.

Bu nedenle Bakanlık, İ&R Tebliği Madde 41(4) uyarınca biyokütleden kaynaklanan emisyonların hesaplanmasına ilişkin gereklilik aşağıda belirtilmiştir:

"İlgili olduğu durumlarda işletme hesaplama temelli izleme yöntemlerini kullanarak biyokütleden kaynaklı CO₂ miktarını ayrı ayrı belirler ve toplam ölçülmüş CO₂ emisyonlarından çıkartır."

5.4.1 Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri (SEÖS)



Ölçüm temelli yöntemi kullanan işletmeler Elektronik İzleme Planının 'Sürekli Ölçüm Sistemlerinin Kurulu Olduğu Ölçüm Noktaları Bölümünde' her bir ölçüm noktasını "ÖN1, ÖN2 ..." şeklinde referanslayarak vermelidir.

İşletme ölçüm cihazlarının özelliklerini Elektronik İzleme Planının 'Ölçüm Noktaları İçin Ölçüm Sistemlerinin Konumu Ve Spesifikasyonu Bölümünde' vermelidir.

Ölçüm temelli yöntem sürekli emisyon ölçüm sistemlerine (SEÖS) dayanarak sera gazı emisyonlarını belirler. SEÖS, emisyon noktalarına konumlandırılmış olan sürekli emisyon ölçme ve izleme cihazları ile ilgili esasları içermektedir. Sera gazı emisyonlarının SEÖS ile ölçüldüğü, bu cihazların kurulu olduğu noktalara "ölçüm noktaları" denilmektedir.

Sürekli ölçüm sistemlerinde tesisin sera gazı emisyonu iki ana nokta üzerinden belirlenmektedir. Bunlar; akan gazın hacimsel değişimi ve akan gazda bulunan sera gazı konsantrasyonu belirlenerek doğrulukta izlenmesidir. (Emisyon noktaları ile ilgili daha ayrıntılı bilgi için Bkz. Bölüm 4.3)

İ&R Tebliği İ Madde 4 (ğğ) uyarınca SEÖS aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır:

"Bacadan bağımsız numunelerin toplanmasına dayalı ölçüm yöntemlerini içermeyecek şekilde, baca içindeki veya dışındaki bir ölçüm cihazı ile periyodik ölçümler ile bir niceliği belirlemek için gerçekleştirilen işlemleri ifade etmektedir"

Ayrıca nitrik asit üretiminden kaynaklanan N_2O ve Transfer Edilen/Dahili CO_2 emisyonları için hep ile teyide gerek yoktur. SEÖS'te ölçüm temelli yöntem kullanılarak emisyonların izlenmesi aşağıda sınıflandırılmıştır:

- CO_2 Emisyonlarının İzlenmesi
- N_2O Emisyonlarının İzlenmesi
- Transfer Edilen/Dâhili CO_2 'nin İzlenmesi

5.4.1.1 CO_2 Emisyonlarının İzlenmesi

Ölçüm temelli yöntemde tesis, SEÖS'ü kullanarak sera gazı emisyonlarını izler. Sürekli emisyon ölçüm sistemlerinin (SEÖS) bulunduğu tesislerde CO_2 emisyonlarını da ölçüm temelli yöntem kullanılarak belirlenebilir. CO_2 emisyonlarının belirlenebilmesi için CO_2 emisyonlarının gerçekleştiği ünitelerde ölçüm noktalarının 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.

İ&R Tebliği Madde 41 uyarınca ölçüm temelli yöntemde CO_2 emisyonlarının belirlenmesi için gereklilikler aşağıda sıralanmıştır:

• Saatlik değerler, ilgili işlem saatinin tüm ölçüm sonuçlarının ortalaması olacak şekilde belirlendiğinde, gaz akışının saatlik değerleri ile çarpılan ölçülmüş sera gazı konsantrasyonunun bütün saatlik değerlerini tüm raporlama dönemi için toplanır ve raporlama dönemindeki emisyon kaynağından çıkan emisyonlar, belirlenir. Atmosfere salınan CO , CO_2 'nin molar eşdeğer miktarı olarak değerlendirilir.

İşletme, yıllık emisyonları belirlemek için aşağıda yer alan Denklem 15'i kullanır.



SEÖS'te emisyon hesaplamaları yapılırken belirli bir kademe kullanımına gerek yoktur.

**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 cinsinde 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 akış gazındaki g/Nm³ cinsinde emisyonların saatlik konsantrasyonlarını ifade eder.

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

•Bir tesiste çeşitli emisyon kaynaklarının olduğu ve 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 yapılarak; ya da

ii) Baca gazında yüksek konsantrasyon olması durumunda aşağıda verilen denklem kullanılarak dolaylı konsantrasyon ölçümü ile işletmenin Elektronik İzleme Planında ortaya konan gaz akışının diğer bileşenlerinin ölçülmüş konsantrasyon değerlerini dikkate alınarak hesaplanır (İ&R Tebliği Madde 41).

**Denklem 17 :**

Dolaylı Konsantrasyon Ölçüm Yöntemi Kullanılarak Konsantrasyon Hesaplanması

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

•İşletme, (ilgili olduğu durumlarda) hesaplama temelli izleme yöntemlerini kullanarak biyokütleden kaynaklı CO₂ miktarını ayrı ayrı belirler ve toplam ölçülmüş CO₂ emisyonlarından çıkarır.

•İşletme, hesaplama temelli yöntem kullanması gereken durumlar (ilgili olduğu durumlarda) için baca gazı akışını aşağıda verilen yöntemlerden birini kullanarak tespit eder:

i) İşletme, kütle dengesi yöntemi ile hesaplamada, çıkış tarafında en azından ürün çıktıları ve O₂, SO₂ ve NO_x konsantrasyonlarının dahil edilmesine ek olarak CO₂ emisyonları için girdi tarafında da en azından malzeme yükleri, giriş hava akımı ve proses verimini de içerecek şekilde girişteki bütün önemli parametreleri dikkate alır.

ii) Temsili bir noktada sürekli akış ölçümü (İ&R Tebliği Madde 41)



N₂O emisyonları sadece ölçüm temelli yöntem kullanılarak hesaplanır.

5.4.1.2 N₂O Emisyonlarının İzlenmesi

İ&R Tebliği EK-3 Bl.16 kapsamında ve Yönetmelik EK-1 kapsamında belirtilen nitrik asit, adipik asit, glioksal ve glioksilik asit üretiminden kaynaklanan N₂O (Diazot oksit) emisyonları ölçüm temelli yöntemle izlenir.

İşletme, Yönetmelik EK-1 kapsamında belirlenen N₂O emisyonlarına neden olan her faaliyet için İ&R Tebliği EK-3 Bl.16 uyarınca kapsam aşağıdaki gibi belirtilmiştir:

"İşletme, N₂O emisyonlarının çıktığı her faaliyet için, üretimden kaynaklanan ve azaltma ekipmanlarına yönlendirilen N₂O emisyonlarını içerecek şekilde, üretim prosesinde N₂O emisyonuna neden olan bütün kaynakları değerlendirir."

Yakıtların yakılması faaliyetlerinden kaynaklanan N₂O emisyonları kapsama girmemektedir. İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.A uyarınca kapsama giren faaliyetler; aşağıda belirtilen maddelerde bulunan proseslerden herhangi birini içerir:

- **Nitrik Asit Üretimi:** Amonyakın katalitik yükseltgenmesinden ve/veya NO_x / N₂O azaltma birimlerinden çıkan N₂O emisyonları,
- **Adipik Asit Üretimi:** Yükseltgenme reaksiyonundan, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanlarından çıkan N₂O emisyonları,
- **Glioksal ve Glioksilik Asit Üretimi:** Proses reaksiyonlarından, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanlarından çıkan N₂O emisyonları,
- **Kaprolaktam Üretimi:** Proses reaksiyonlarından, doğrudan proses tahliye ve/veya emisyon kontrol ekipmanından çıkan N₂O emisyonları.

A. N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi

N₂O emisyonları belirlenirken Şekil 16'da belirtilen yol ve açıklamalar takip edilerek emisyon hesabı yapılmalıdır. (N₂O emisyonlarının hesaplanmasına ilişkin detaylı bilgiyi İ&R Tebliği EK-3 Bl.16'dan bulabilirsiniz.) Yıllık N₂O emisyonlarının belirlenmesi için denklemlerde de belirtildiği üzere saatlik baca gazı akışının ve saatlik N₂O konsantrasyonlarının belirlenmesi gerekmektedir. Bu yüzden hesaplamaya başlarken saatlik baca gazı akışının belirlenmesi ve saatlik N₂O emisyonlarının belirlenmesine öncelik verilmelidir. İlk olarak baca gazı akışı belirlenmelidir. Şekil 16'da belirtilen Denklem 18 ve 19 kullanılarak baca gazı akışı belirlenir. Baca gazı akışının belirlenmesi için O₂ konsantrasyonunun ve hava akışının hesaplanması gerekmektedir. Bu yüzden ilk olarak bunlar hesaplanarak (Denklem 19) baca gazı akışı belirlenir. İkinci olarak, saatlik N₂O emisyonlarını Şekil 16'da saatlik N₂O emisyonuyla ilgili verilen Denklem 20 kullanılarak hesaplanır. Hesaplanan O₂ konsantrasyonu, baca gazı akışı ve saatlik N₂O emisyonları Şekil 16'da verilen yıllık N₂O emisyonlarının belirlenmesi ile ilgili Denklem 21 yerine yazılarak yıllık N₂O emisyonları hesaplanır. Aşağıda verilen açıklamalar ve Şekil 16 takip edilerek N₂O emisyonları belirlenir.

**Şekil 16:**

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

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

Denklem 21: Yıllık N₂O Emisyonlarının Belirlenmesi

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

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

N₂O emisyonlarının izlenmesinde, oksijen konsantrasyonunun belirlenmesinden sonra bu veriler kullanılarak baca gazı akışı belirlenir. İşletme, N₂O emisyonlarının izlenmesi için baca gazı akışının ölçülmesi amacı ile İ&R Tebliği Madde 41 (5) uyarınca baca gazı akışının tespit edilmesiyle ilgili yöntemler aşağıdaki gibi belirtilmiştir:

•“İşletme, küte 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,”

•“Temsilî bir noktada sürekli akış ölçümü”

İ&R Tebliği EK-3 Bl.16.B3 uyarınca “Nitrik asit üretimi” için, işletme teknik olarak elverişli olduğunda, 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 küte dengesi yöntemini içeren alternatif bir yöntemi Bakanlığa sunabilir. Yöntemin Bakanlık tarafından kabul edilmesi durumunda emisyon hesapları Bakanlıkça belirlenen yöntem kullanılarak hesaplanır.

Elektronik 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 kışının değerlendirilmesi ile belirlenir (Baca gazının belirlenmesiyle ilgili daha ayrıntılı bilgiyi İ&R Tebliği EK-3 Bl.16'da bulabilirsiniz).

iii. Saatlik N₂O Emisyonları

N₂O emisyonlarının izlenmesi sırasında, baca gazı akışının belirlenmesinden sonra bu veriler kullanılarak saatlik N₂O emisyonları belirlenir. Sürekli emisyon ölçümünün 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)

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

$N_2O \text{ emisyonları}_{\text{ort.saatlik}}$ = 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.3 uyarınca saatlik N₂O emisyonlarının ilişkin bazı durumlar aşağıda belirtilmiştir:

- "Azaltmanın kullanıldığı 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 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 dengesine dayanan) kullanarak üretiminden kaynaklanan N₂O emisyonlarını izler.

İşletme, sürekli emisyon ölçümünün uygulandığı her bir emisyon kaynağı için aşağıda belirtilen Denklem 21 kullanılarak 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)

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

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

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 (CO_{2(eşd)}) Belirlenmesi

İşletme, İ&R Tebliği EK-5 Bl.3'te bulunan küresel ısınma potansiyel (KIP) değerlerini ve aşağıda verilen Denklem 22 kullanılarak bütün emisyon kaynaklarından çıkan toplam yıllık N₂O emisyonlarını CO_{2(eşd)}'e çevirir.



N₂O'nun toplam yıllık emisyonları ton cinsinden üç ondalık haneli olarak ve CO_{2(eşd)} olarak yuvarlanmış ton cinsinden raporlanır.



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)

CO_{2(eşd)} = Eşdeğer CO₂

N₂O_{yıllık} = Belirlenen yıllık N₂O emisyonları

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

5.4.1.3 Transfer Edilen/Dâhili CO₂'nin İzlenmesi

Transfer Edilen/Dâhili CO₂ emisyonları, ölçüm temelli yöntem kullanılarak hesaplanır. Yönetmelik EK-1 kapsamında yürütülen faaliyetlerden herhangi birinden salınan sera gazı emisyonlarının, yine Yönetmelik EK-1 kapsamında belirtilen bir tesise gönderilmesi ya da tesise alınmasını durumlarında CO₂ emisyonları ölçüm temelli yöntem kullanılarak belirlenmek zorundadır.

A. Dâhili CO₂

İ&R Tebliği Madde 46(1) uyarınca Dâhili CO₂ aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

"Bir tesise transfer edilen Dahili CO₂, 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."

İ&R Tebliği Madde 46 (2) uyarınca dâhili CO₂ değerlendirilmesi aşağıdaki gibi belirtilmiştir:

"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 Dâhili CO₂ Yönetmelik kapsamında yer almayan bir tesise transfer edildiği durumda ilk çıktığı tesisin emisyonları olarak değerlendirilir."

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

B. Transfer Edilen CO₂

İ&R Tebliği Madde 47 uyarınca; 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.

5.4.2 Ölçüm Cihazlarının Kalibrasyonu

Kalibrasyon, bir ölçüm aletinin veya ölçme sisteminin gösterdiği veya bir ölçüğün 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 ölçümlerinin kalitesinin belirlenmesi için kalibrasyonun iyi yapılması gerekmektedir. Ölçüm temelli yöntemde ölçümlerin kalitesinin belirlenen kademeye göre sağlanması gerekmektedir.

İ&R Tebliği'ni Madde 40 uyarınca ölçüm standartları ve laboratuvarlar aşağıdaki gibi belirtilmiştir:

"Bütün ölçümler, 12/10/2011 tarihli ve 28082 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Sürekli Emisyon Ölçüm Sistemleri Tebliği hükümleri uyarınca yürütülür. İşletme, ekipmanların yeri, kalibrasyonu, ölçümü, kalite güvencesi ve kalite kontrolünü de dahil ederek sürekli ölçüm sistemlerinin bütün yönlerini dikkate alır."

İşletmenin, Bakanlık tarafından yukarıda belirtilen gereksinimleri karşılaması gerekmektedir.

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 göre gerekli kademeyi sağlamalıdır. (Tesis kategorisi ile ilgili daha detaylı bilgiyi için Bkz. Bölüm 4.5)



İşletme ölçüm cihazlarının özelliklerini Elektronik İzleme Planının "Ölçüm Noktaları İçin Ölçüm Sistemlerinin Konumu Ve Spesifikasyonu Bölümünde" vermelidir.

5.4.3 Kademe Gereksinimleri

İzleme yöntemleriyle ilgili bölümde (Bölüm 5) Şekil 10'da gösterildiği üzere hesaplama temelli yöntem ve ölçüm temelli yöntem kademelere dayanan izleme yöntemleridir. 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 miktarına bağlıdır. Bölüm 4.4'te anlatıldığı üzere yıllık tahmini toplam emisyonlar ihtiyatlı bir yöntem ile belirlenir. Faaliyet verileri bir önceki takvim yılının verileri, hesaplama faktörleri için Bölüm 4.4'te bahsedilen standart değerler alınır.

Tahmini emisyonlar hesaplandıktan sonra İ&R Tebliği Madde 39 (1) uyarınca ölçüm noktaları aşağıdaki gibi sınıflandırılır:

•Yılda 5000 tCO_{2(eşd)}'den daha az salım yapan veya tesisi toplam yıllık emisyonuna %10'dan az katkıda bulunan ölçüm noktaları küçük ölçüm noktaları olarak sınıflandırılır.

•Yılda 5.000 tCO_{2(eşd)}'den daha fazla salım yapan veya tesisi toplam yıllık emisyonuna %10'dan fazla katkıda bulunan ölçüm noktaları büyük ölçüm noktaları olarak sınıflandırılır.

Yapılan bu sınıflandırmanın amacı, gerekli olan kademeyi belirleyebilmektir. Küçük ölçüm noktaları İ&R Tebliği EK-7 Bl.1'de listelenen en yüksek kademedan en az bir kademe daha düşük olanı uygular. Büyük ölçüm noktaları ise İ&R Tebliği EK-7 Bl.1'de listelenen kademeler seviyeleri içerisinde en yüksek olanı uygular. Örnek vermek gerekirse, N₂O emisyonları için İ&R Tebliğinde listelenen en yüksek kademe 3'tür. Bu durumda küçük ölçüm noktası için kademe 2 alınırken büyük ölçüm noktası için kademe 3 alınır.

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



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 kademelerin uygulanmasının teknik olarak elverişli olmadığına belirlenmesi durumunda ise bir düşük kademeyi uygulayabilir.



Tablo 1:
SEÖS İçin 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.



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 asgari düzey kademe 1 olmak üzere **en az bir kademe daha düşük** olanı uygulayabilir."

Tablo 2'de tesis kategorisine göre salınan farklı sera gazları için gerekli olan asgari kademe gereksinimleri belirtilmiştir.

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



Verilerin Toplanması, Kayıp veri ve Emisyon Hesabının Teyidi Elektronik Emisyon Raporları hazırlanırken belirtil-ecektir. Elektronik İzleme Planında açıklanmasına gerek yoktur.

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 hata ya da ölçüm sistemlerinin ölçüm yapmamasından kaynaklanan veri kayıpları meydana gelebilir. Kayıp veri oluşmasını engellemek amacıyla ölçüm temelli yöntem hesaplama temelli ihtiyatlı bir yöntem kullanılarak sera gazı emisyonlarının teyidi 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'ni 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, işletme bir parametre için 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 azami sınırın sağlamadığı durumlarda ise İ&R Tebliği'nin 43. Maddesinde kayıp veri için belirtilen koşullar kullanılır.

5.4.4.2 Kayıp Veri

Ölçüm temelli yöntemde, sera gazı emisyonların izlenmesi ölçüm sistemlerinden veri toplanmasına dayanmaktadır. 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 etkiler. Tesis tarafından kayıp verinin ikame edilmesi gerekmektedir (Denklem 23). Kayıp veriyi engellemek amacıyla tesis tarafından uyulması gereken bazı kurallar bulunmaktadır. İ&R Tebliği Madde 43 uyarınca kayıp veri için yapılması gerekenler aşağıda belirtilmiştir:

- SEÖS'te bulunan ölçüm ekipmanının bir kısmının, bir takvim yılı içerisinde beş ardışık gün boyunca işletim dışı kaldığı durumlarda, işletme Bakanlığı derhal bu konuda bilgilendirir ve etkilenen emisyon izleme sisteminin kalitesini arttırmak için uygun önlemler alınır.
- 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 belirlendiği 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 sağlanmadığı durumlarda, işletme İ&R Tebliğinin EK-7 kapsamında yer alan 4. Denklemini kullanarak, 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 yöntemleri 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.4 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.



Emisyon hesabının teyidinde ilişkin yükümlülükten; nitrik asit üretimden kaynaklı N₂O emisyonları ve Transfer Edilen/Dâhili CO₂ emisyonları muafıdır.

5.4.4.3 Emisyon Hesabının Teyidi

İşletmenin tesisten kaynaklı emisyonlarını ölçüm temelli yöntemle belirlediği takdirde emisyon hesabını teyit etmesi gerekmektedir. İşletme ölçüm temelli yöntem kullanılarak belirlenen emisyon miktarını, ihtiyatlı bir yöntem (hesaplama temelli yöntem) kullanarak teyit etmelidir. Tesisin belirlediği hesaplama yönteminin kabulü Bakanlığın yetkisi dâhilindedir. İşletmenin kullandığı hesaplama yöntemini Bakanlığa ek olarak sunması gerekmektedir. Emisyon hesabının teyidinde ilişkin örnek hesaplamayı Örnek 12'de bulabilirsiniz. (Emisyon hesaplarının teyit edilmesine ilişkin daha detaylı bilgi için İ&R Tebliği'ni Madde 44'e bakınız.)



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 spesifik 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 emisyonu hesaplama temelli yöntem ile belirlerken, proses kaynaklı N₂O emisyonunu belirlemek için ölçüm temelli yöntem kullanabilir." 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 emisyonları oluşmakta ve bunun için kütle denge yöntemi yani hesaplama temelli yöntem tercih edilmiştir. Son olarak çelik yapımı için gerekli olan ısı enerjisinin 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 değerlendirmesi hangi kademenin karşılandığını belirlemek için gereklidir. Elektronik İzleme Planı her zaman minimum gerekli kademeyi değil, gerçekte uygulanan kademeyi yansıtmalıdır.

İzlenen emisyonların doğru değerlendirilebilmesi, sunulan verilerin güvenilirliğine bağlıdır. Verilerin güvenilirliği ise gerçeğe olan yakınlığıyla ilgilidir. Çünkü aynı ölçüm cihazı aynı miktarı da ölçse her ölçümün sonucu farklılık gösterebilir. Bu fark ise cihazların belirsizliğinden (hassasiyetinden) kaynaklanmaktadır. İşletmenin ise bu belirsizliğin kalitesini belirli bir seviyede tutması gerekmektedir. Bu durum İ&R Tebliğinde kademe olarak tanımlanmaktadır. Başka bir deyişle, işletme (asgarî yöntem kullanmayan) Elektronik İzleme Planında her bir kaynak akışı ya da ölçüm noktası için kademesini belirlemelidir. Asgarî yöntem kullanan işletme ise tesisin toplam kademesini belirlemelidir. (Kademe seviyeleri ile ilgili ayrıntılı bilgi için Bkz. Bölüm 5.3.5). İşletmenin, Elektronik İzleme Planı ile birlikte sunacağı belirsizlik analizinde, her bir kaynak akışı ya da ölçüm noktası için ölçüm cihazdan kaynaklanan belirsizliklerin belirlenmiş kademenin altında olduğunu göstermesi gerekmektedir.

İ&R Tebliği'ni Madde 4 (c) uyarınca belirsizlik aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

"Ölçülen değerlerin dağılımını niteleyen, tesadüfi ve sistematik faktörlerin etkisini içerecek şekilde yüzde olarak ifade edilen ve değerlerin dağılımındaki olası asimetrikliği de dikkate alarak elde edilen değerlerin %95 oranında doğru olduğunu tanımlayan parametreyi ifade eder."

Laboratuvarında 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 Elektronik İzleme Planı ve akabinde sunulacak olan Elektronik Emisyon Raporunda belirsizlik değeri girilmeyecek olup yalnızca ölçülen ortalama değer girilecektir.

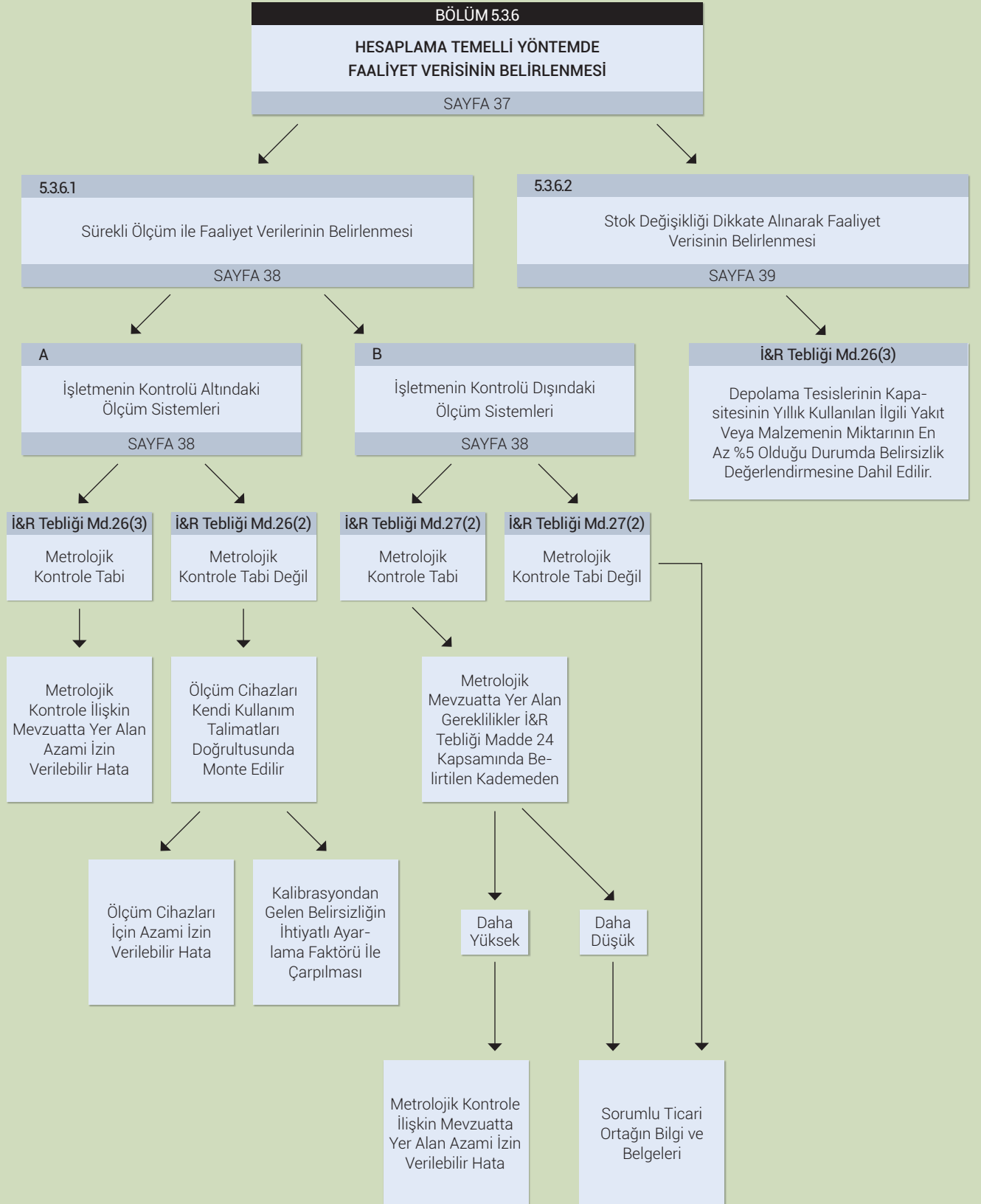
Son olarak, İ&R Tebliği Madde 11 (1) uyarınca her bir kaynak akışı ve emisyon kaynağı (asgarî yöntem, hesaplama temelli yöntem ve ölçüm temelli yöntem dahil) için faaliyet verilerinin ve hesaplama faktörlerinin ilgili kademelerle ilişkin belirsizlik eşiklerini sağladığına dair bilgi ve belgeler Elektronik İzleme Planında sunulmalıdır. Sunulacak olan bu bilgi ve belgeler ilgili kademe de belirtilen belirsizlik eşiklerinin aşılmadığına kanıt niteliğinde olur. Karşılanması 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 eşikleri ile uyumlu olduğunu gösteren bilgi ve belgeler,
- Eğer ölçüm temelli yöntem kullanılıyorsa, ekipmanlar için belirsizlik gereklilikleriyle uyumlu olduğunu gösteren bilgi ve belgeler,
- Asgarî yöntem tesisin en azından bir kısmına bile uygulanıyorsa, tesisin toplam emisyonu için bir belirsizlik değerlendirmesi sunulur.

**Şekil 17:**

Hesaplama Temelli Yöntemde
Faaliyet Verisinin Belirlenmesi





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

6.1 Hesaplama Temelli Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi

Hesaplama temelli yöntemde belirsizlik faaliyet verilerini ölçüm cihazlarından kaynaklanmaktadır. İşletmelerin her bir kaynak akışı için belirledikleri kademelerin altında olduklarını ilgili kaynak akışının belirsizliğini bularak göstermelidir. Şekil 17'de 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 ya da İ&R Tebliğinin ilgili bölümlerine yönlendirmeler bulunmaktadır.

Hesaplama temelli yöntem kullanılırken faaliyet verilerini belirlemek için kullanılan kademelerin aksine hesaplama faktörlerine ilişkin kademeler belirsizlik eşiklerine dayanmamaktadır. Hesaplama faktörü ya varsayılan değerler ya da uygulanabilir kademeye bağlı analize dayanan değerler olarak belirlenir. Hesaplama faktörünün belirlenmesinde analize dayanan değerlerin kullanıldığı durumda analiz sıklığı belirsizlik ile ifade edilmektedir. İ&R Tebliği Madde 33 (2) uyarınca asgarî sıklıkların mevcut olmadığı durumlarda:

"Geçmiş veriye dayanarak, 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 sapma, faaliyet verisinin belirlenmesi ile bağlantılı belirsizlik değerinin 1/3'ünü geçmediği koşullarda işletmenin başvurusu halinde..."

Bakanlık, İ&R Tebliğinin EK-6'sında listelenenlerden farklı bir sıklık kullanılmasına izin verebilir.

6.2 Ölçüm Temelli Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi

Ölçüm temelli yöntem tamamen ölçüm cihazlarının güvenilirliğine dayanan bir yöntemdir. Bu yüzden kullanılan cihazların hassasiyetinin belirlenen kademelerin altında olması oldukça önemlidir. Ölçüm temelli yöntem için kademeler İ&R Tebliği EK-7 Bl.1'de verilmektedir. İşletmelerin her bir ölçüm noktası için belirledikleri bu kademelerin karşılandığını cihazların belirsizliklerini sunarak göstermeleri gerekmektedir. Ölçüm cihazlarının kalibrasyon standartları ile ilgili daha açıklayıcı bilgiler bu kılavuzda "Bölüm 7.2.1 Ölçüm Ekipmanlarının Kalite Güvencesi" altında verilmiştir.

6.3 Asgarî Yöntemde Belirsizlik Değerlendirmesi

İzleme yöntemleri kademelere dayanan ve dayanmayan şeklinde sınıflandırılmaktadır ve asgari yöntem hesaplama ve ölçüm temelli yöntemlerin aksine kademelere dayanmayan bir izleme yöntemidir. Bu yöntemin kullanılabilmesi için İ&R Tebliğince belirtilen koşulların sağlanması gerekmektedir. İ&R Tebliği Madde 20 uyarınca belirtilen koşulların sağlanması durumunda asgarî yöntem kullanılabilir ve bu koşullardan belirsizlikle ilişkili olan madde aşağıda verilmiştir:

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



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



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

BÖLÜM 7: VERİ YÖNETİMİ VE KONTROLÜ

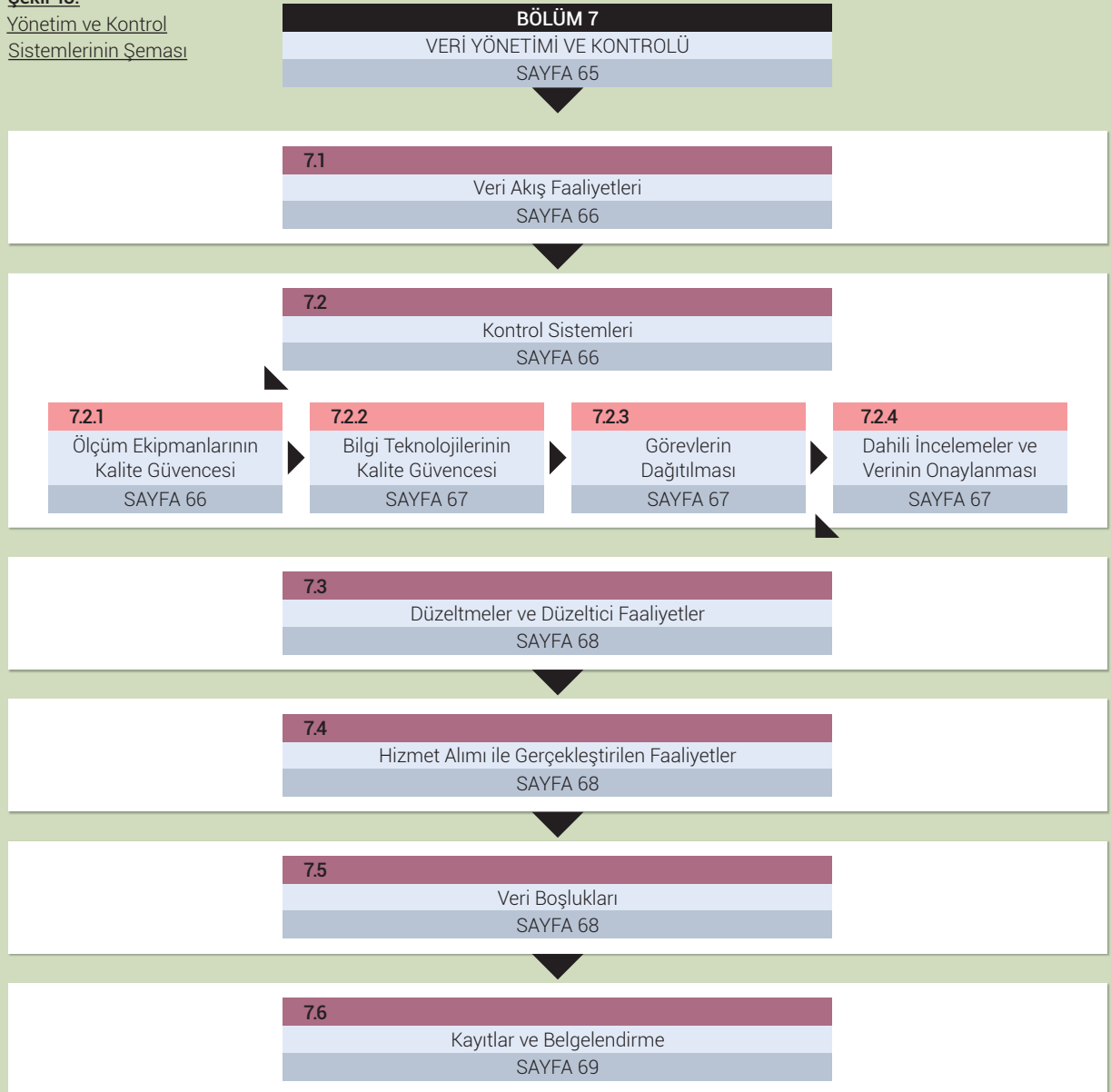


Elektronik İzleme Planında "Yönetim ve Kontrol Bölümü" bu bölüme göre doldurulmalıdır.

Şekil 18'de görüleceği üzere Bölüm 7: Elektronik İzleme Planına dahil edilecek olan veri akış faaliyetleri hakkında detaylı bilgi vermektedir. Bu bölüme kadar sera gazı emisyonlarının hangi yöntemle ve nasıl hesaplanacağı anlatılmaktaydı. Bu bölümde ise izlenecek olan sera gazı emisyonlarına ait verilerin kontrollü bir şekilde nasıl toplanacağı ve nasıl saklanacağına dair bilgi verilmektedir. Ayrıca bu kapsamda elde edilecek bu verilerin kalitesi için oluşturulacak kontrol sistemlerinin neler içermesi gerektiği ve hangi hususlara dikkat edilmesi gerektiği ele alınmıştır. Son olarak, bu bölümün sonunda Elektronik İzleme Planında sunulacak olan prosedüre bir örnek verilmiştir.



Şekil 18:
Yönetim ve Kontrol
Sistemlerinin Şeması



7.1 Veri Akış Faaliyetleri

İ&R Tebliği Madde 4 (jj) uyarınca veri akış faaliyetleri aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

"Birincil kaynak verileri kullanılarak hazırlanacak bir Emisyon Raporu için gerekli olan verilerin elde edilmesi, işlenmesi ve kullanılması ile ilgili faaliyetleri ifade eder."

Veri akış faaliyetleri için yazılı prosedürler oluşturulur, belgelendirilir, uygulanır ve sürekliliği sağlanır. Hazırlanan bu prosedürler Elektronik İzleme Planına eklenerek Bakanlığın onayına sunulur. Hazırlanacak olan bu prosedürün içeriği İ&R Tebliği Madde 48 (2)'de verilmiştir. Bu prosedürün eksiksiz ve tam doldurulabilmesi için bu konunun devamında işlenen başlıkların incelenmesi



Elektronik İzleme Planında "Emisyonların İzlenmesi ve Bildirilmesine Yönelik Sorumluluklar" başlığı altında, veri yönetimi ve kontrolünün kalitesinin sağlanmasına yönelik, verilen prosedür doldurulmalıdır.

gerekmektedir.

7.2 Kontrol Sistemi

İ&R Tebliği Madde 49 (1) ve (2) uyarınca Elektronik İzleme Planının Bakanlıkça onaylanmasından sonra sunulacak olan raporun hatalı beyan içermemesi; Elektronik İzleme Planının İ&R Tebliği ile uyumlu olması gerekmektedir. Ayrıca, sunulacak olan izleme planında kullanılacak verilerin kalitesi için kontrol sistemi oluşturulur, uygulanır ve sistemin devamlılığı sağlanır. Bu kontrol sistemi işletmenin dâhilî riskler ve kontrol riskleri hakkında değerlendirmeyi 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."

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

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 Elektronik İzleme Planında tanımlanıp kontrol faaliyetleri sunulur. Bunun yanı sıra, ölçüm cihazlarının gerekli performansı karşılayamadığı durumlarda, ilgili mevzuat çerçevesinde gerekli düzeltici önlemler alınır.

İ&R Tebliği Madde 50 (2) uyarınca sürekli emisyon ölçüm sistemleri için yılda en az bir kere referans yöntemleri ile paralel ölçümleri de dâhil edilerek TS EN 14181 uyarınca ölçüm sistemleri için kalite güvence standartları uygulanır. 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 yapılandırılmasını içeren, kalite güvence gereksinimleri ile bir uyumsuzluk tespit edildiğinde durum Bakanlığa rapor edilip önlem alınır.

7.2.2 Bilgi Teknolojilerinin Kalite Güvencesi

Bilgi teknolojileri sistemi, proses kontrol bilgisayar teknolojilerini de içeren veri akış faaliyetleri için kullanılır. İ&R Tebliği Madde 51 (1) uyarınca işletmenin dâhili riskler ve kontrol riskleri hakkında değerlendirilmesinde tanımlanan risk ile bağlantılı olarak bilgi teknolojileri sisteminin güvenilir, doğru ve düzenli veriyi işleyecek şekilde tasarlanmasını, belgelenmesini, test edilmesini, uyarlanmasını, kontrol edilmesini ve bakımının yapılması gerekmektedir. Bilgi teknolojileri sisteminin kontrolü; erişim kontrolü, yedekleme kontrolü, geri yükleme, süreklilik planı ve güvenliği içerir.

7.2.3 Görevlerin Dağıtılması

İ&R Tebliği Madde 52 uyarınca zorunlu yetkinliklerin yönetimi olduğu kadar veri akış faaliyetlerindeki ve kontrol faaliyetlerindeki görevlerin ayrılması kapsamında, görev çakışmalarının önlenmesi için her bir veri akış ve kontrol faaliyetleri için sorumlu kişiler atanır. Ayrıca, bu kişilere sorumlulukların uygun şekilde atanması, performans incelemelerinin yapılması ve bu kişilerin eğitimlerinin verilmesi bu kapsam içerisindeki sorumluluklar dâhilindedir.

7.2.4 Dâhilî İncelemeler ve Verinin Onaylanması

Düzeltilmeleri ve düzeltme önlemleri kapsamındaki veri akış faaliyetlerinin veya işletmenin dâhilî riskler ve kontrol riskleri hakkında değerlendirmesi sonucunda tanımlanmış olan dâhilî risklere ve kontrol risklerine dayanarak, Bölüm 7.1'de belirtilen veri akış faaliyetlerinden kaynaklanan veri gözden geçirilir ve doğrulanır. Gözden geçirme ve doğrulama işlemi sırasında İ&R Tebliği Madde 53 (1) uyarınca gerçekleştirilmesi gereken işlemler aşağıdaki gibi sıralanmıştır:

- "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



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

tedarikçi ile belirlenen hesaplama faktörü ile, söz konusu yakıt veya malzemeler ile karşılaştırılabilir yakıt veya malzemelerin ulusal veya uluslararası referans faktörleri arasında karşılaştırma,

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

Bölüm 7.1 kapsamındaki veri akış faaliyetlerinin veya Bölüm 7.2 kapsamındaki kontrol faaliyetlerinin 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 veri düzeltilir. Bu kapsamda İ&R Tebliği Madde 54 (2) uyarınca aşağıdaki işler yürütülür:

- "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,*
- Elektronik Emisyon Raporunda yer alan verilerin düzeltilmesi dahil, uygun düzeltici önlemlerin uygulanması."*

Son olarak, bu bölümde belirtilen düzeltmeler ve düzeltici faaliyetleri Bölüm 7.2'de belirtilen risk değerlendirmesi ile belirlenen dahili 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 İ&R Tebliği Madde 55 uyarınca aşağıda listelenen işler yürütülür:

- "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

İ&R Tebliği Madde 56 uyarınca emisyonların belirlenmesiyle ilgili verinin kayıp olduğu durumlarda, ilgili zaman dönemi veya kayıp parametre için yerine kullanılacak ihtiyatlı verinin belirlenmesi için uygun bir tahmin yöntemi kullanılır. Bu gibi durumlarda, yazılı bir prosedür ile tahmin yöntemi kapsamında Elektronik İzleme Planı Bakanlığı, İ&R Tebliği Madde 14 uyarınca, onay için gönderilir.

7.6 Kayıtlar ve Belgelendirme

Bütün veri ve bilgiler, İ&R Tebliği EK-8'de listelenen bilgiler de dâhil, en az 10 yıl saklanır. İ&R Tebliği Madde 57 (1) uyarınca Yönetmelik ile Doğrulama ve Akreditasyona ilişkin mevzuat kapsamında, yıllık Elektronik Emisyon Raporlarının doğrulanmasına imkan sağlayacak şekilde olmalıdır. Son olarak, ilgili bütün belgeler, kontrol faaliyetlerinin yanı sıra veri akış faaliyetlerini yürütmek amacıyla 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 nasıl saklanacağına dair bilgiler verilmiştir. İşletme emisyonlarının izlenmesinin belli bir kalite standardında yapılacağını güvence altına almak amacıyla personelin emisyon izleme ile ilgili sorumluluklarını ve izlemenin nasıl yapılacağına dair prosedürleri tanımlamalıdır. Prosedür örneğini Örnek 13'te bulabilirsiniz.



İşletme personelin sorumlulukları ve prosedürlerin özetlerini Elektronik İzleme Planının "Yönetim ve Kontrol Bölümünde" tanımlamalı ve prosedürlerini ayrı bir doküman olarak Bakanlığa sunmalıdır.



Örnek 13:

PROSEDÜR BAŞLIĞI	KLİNKERİN 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): • Satış birimi: Çimento yüklü tırları tartar • Ambalaj Ünitesi: Paketlenen çimentonun kütle ve türünü belirten üretim protokolleri • Öğütme tesis müdürü: Her çimento türü için klinker faktörü
KAYITLARIN TUTULDUĞU YER	Yazılı Kopya: ... Elektronik Kopya: ...
KULLANILAN IT SİSTEMİNİN ADI (MEVCUT İSE)	
TS EN VEYA UYGULANAN DİĞER STANDARTLARIN LİSTESİ (MEVCUT İSE)	Uygulanabilir değil.

7.7 Risk Analizi ve Risk Değerlendirme

Risk analizi ve risk değerlendirmesi, tehlikelerle, bu tehlikeler sonucu ortaya çıkan risklerin değerlendirilmesinde ve bu kontrol önemlerinin etkili ve yeni tehlikelere yol açmamasını sağlamak için gerekli olan yapısal sistemi, oluşturmaktadır. Risk yöntemi geniş uygulama alanına sahiptir.

Risk iki parametreye bağlıdır. Bu parametrelerden biri olasılık , diğeri ise etkidir. Emisyonları izleme açısından risk, yanlış bildirimin olasılığı (ihmal, yanlış beyan veya hata) ve bu yanlış bildirimin yıllık emisyon verisine etkisi olarak değerlendirilebilir. Risk özetle olasılık ve etkiye doğrudan bağlıdır. Bu nedenle olasılık ya da etkiden birinin artışı doğrudan riskin de artmasına neden olmaktadır. Tanımlanan risk arttıkça işletme tarafından alınacak önlemlerin ve kontrol yöntemlerinin de etkili olması o derecede önemlidir.

Risk analizi ve risk değerlendirilmesi, tehlikelerin ve bu tehlikeler sonucunda ortaya çıkan risklerin belirlenerek önemler alınmasına yönelik çalışmalar yapılmasından ibarettir.

7.7.1 Neler Değerlendirilmeli?

İşletme yıllık emisyon raporunu oluştururken kullanacağı tüm verilerle ilgili, dosya yönetimi ve depolama verileri de dâhil olmak üzere, 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 kaynağı için, veri toplama ya da işleme adımları için “neler yanlış gidebilir” sorusuna cevap bulunmalıdır ve bu duruma dikkat edilmelidir. Örneğin, bir ölçüm cihazında:

- 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 vs.

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 derecesini belirtir. Olasılık için kesin bir sayısal değer verilmesine gerek yoktur. Olasılık derecesi belirlenirken kesin bir sayısal değer vermek yerine; yarı nicel şekilde belirtilmelidir (Örneğin; Neredeyse hiç olmuyor, sık sık oluyor gibi.). Tesis kendi tesis kategorisi ve tesis tipine bağlı olarak zaman aralığı, olay ve olasılık seviyesini belirlemelidir.

7.7.2.2. Etki

Olasılık gibi etki de, 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 tanımlanan olasılık, etki ve riske ait değerler atayabilir. Henüz bu risklere dair önlemler tanımlanmadığı için bu riskler dahili risk olarak değerlendirirler. İ&R Tebliği Madde 4 (g) uyarınca dâhilî risk aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

"Yıllık Elektronik Emisyon Raporundaki bir parametrenin, herhangi bir kontrol faaliyetlerinin etkisi dikkate alınmadan önce, tek başına veya diğer yanlış bildirimlerle bir arada oluşabilecek maddî hatalara duyarlılığı".

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:

İşletme, gaz sayacına ait okumalarını düzenli olarak her yıl 1 Ocak'ta yapar.

Yapılan bu ölçümler, gaz faturalarını desteklemek için kullanılır.

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.