



Avrupa Birliđı  
tarafından finanse edilmektedir.

Avrupa Yeşil Mutabakatı Işığında;

**Herkes İçin**  
**Temiz, Uygun Fiyatlı ve Güvenli Elektrik**  
**Projesi**

# Arz Tarafı Fizibilite Raporu

Mayıs 2026



**Elder**

Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği





## İçindekiler

|                                                                                        |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Yönetici Özeti (TR) .....                                                              | 4  |
| Yönetici Özeti (EN) .....                                                              | 7  |
| Terimler ve Tanımlar .....                                                             | 10 |
| 1. GİRİŞ .....                                                                         | 12 |
| 1.1. Amaç .....                                                                        | 12 |
| 1.2. Çalışma Kapsamı ve Kullanılan Veri Seti .....                                     | 12 |
| 1.3. Paydaş Haritası .....                                                             | 13 |
| 1.4. Genel Yaklaşım .....                                                              | 14 |
| 1. MEVCUT DURUM ANALİZİ .....                                                          | 15 |
| 1.1. Elektrik Dağıtım Sektöründe Sera Gazı Emisyonlarının Mevcut Durumu .....          | 16 |
| 1.2. EDAŞ'larda Mevcut Veri Toplama ve İzleme Uygulamaları .....                       | 17 |
| 1.3. Mevcut Emisyon Faktörleri, Varsayımlar ve Kullanılan Hesaplama Yaklaşımları ..... | 17 |
| 1.4. Önemli Emisyon Kaynaklarının Belirlenmesi .....                                   | 19 |
| 1.4.1. Kapsam 1 Emisyonları (Doğrudan Emisyonlar) .....                                | 19 |
| 1.4.2. Kapsam 2 Emisyonları (Enerji Dolaylı Emisyonlar) .....                          | 19 |
| 1.4.3. Kapsam 3 Emisyonları (Diğer Dolaylı Emisyonlar) .....                           | 19 |
| 1.5. Metodolojik Farklılıkların Karşılaştırmalı Analizi ve Kritik Konular .....        | 20 |
| 2. ULUSLARASI STANDARTLAR VE UYUM .....                                                | 23 |
| 2.1. Uluslararası Standartlar ve Hesaplama Yaklaşımları .....                          | 24 |
| 2.2. Elektrik Dağıtım Sektöründe Uygulama Örnekleri .....                              | 24 |
| 2.3. Emisyon Kapsamları, Emisyon Faktörleri ve Veri Yaklaşımları .....                 | 26 |
| 3. EMİSYON HESAPLAMA METODOLOJİSİ ÖNERİSİ .....                                        | 31 |
| 3.1. Ortak Metodolojik Çerçeve ve Emisyon Kaynaklarının Tanımlanması .....             | 31 |
| 3.1.1. Operasyonel Kontrol Yaklaşımı .....                                             | 31 |
| 3.1.2. SF <sub>6</sub> Emisyonlarının Hesaplanması .....                               | 32 |
| 3.1.3. Kapsam 2 Emisyonlarının Hesaplanması .....                                      | 33 |
| 3.2. Emisyon Yoğunluğu .....                                                           | 34 |
| 3.3. Veri Gereksinimleri, Emisyon Faktörleri ve Varsayımlar .....                      | 35 |
| 4. ETKİ ANALİZİ .....                                                                  | 36 |
| 4.1. Teknik Uygulanabilirlik .....                                                     | 36 |
| 4.1.1. Emisyon Faktörlerinde Standardizasyon İhtiyacı .....                            | 38 |
| 4.1.2. Kayıp Verilerinde Standardizasyon İhtiyacı .....                                | 39 |



|        |                                                     |                                         |
|--------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| 4.1.3. | Kapsam Bazlı Tespit Edilen Somut Farklılıklar ..... | 39                                      |
| 4.2.   | Finansal Etki Analizi .....                         | 41                                      |
| 4.3.   | Çevresel Etki Analizi.....                          | 45                                      |
| 4.4.   | Kurumsal ve Operasyonel Etkiler.....                | 47                                      |
| 4.5.   | Sosyal Etki Değerlendirmesi .....                   | 49                                      |
| 5.     | RİSK ANALİZİ VE ENGELLER .....                      | 50                                      |
| 5.1.   | Teknik ve Veri Kaynaklı Riskler .....               | 51                                      |
| 5.2.   | Operasyonel Riskler .....                           | 52                                      |
| 5.3.   | Regülasyon ve Kurumsal Riskler .....                | 53                                      |
| 6.     | NİHAİ DEĞERLENDİRME .....                           | 56                                      |
| 7.     | EKLER.....                                          | <b>Hata! Yer işareti tanımlanmamış.</b> |
|        | Anket Değerlendirme Sonuçları.....                  | <b>Hata! Yer işareti tanımlanmamış.</b> |

## Şekiller

|                                                                         |    |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| Şekil 1. Kullanılan SF6 Emisyon Hesaplama Yöntemleri .....              | 18 |
| Şekil 2. Veri Eksikliği Durumundaki Uygulamalar .....                   | 18 |
| Şekil 3. SF <sub>6</sub> Hesaplama Metodolojisi Seçimi Karar Ağacı..... | 27 |

## Tablolar

|                                                                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tablo 1. Uygulama Farklılıklarına İlişkin Değerlendirme .....                                                   | 21 |
| Tablo 2. Değerlendirilen Kapsam 3 Alt Başlıkları .....                                                          | 22 |
| Tablo 3. SF <sub>6</sub> İçeren Ekipmanların Varsayılan Emisyon Faktörleri.....                                 | 28 |
| Tablo 4. Elektrik ile İlgili Emisyonların Kapsam Değerlendirmesi .....                                          | 34 |
| Tablo 5. Hesaplama Yöntemlerinin Karşılaştırılması .....                                                        | 37 |
| Tablo 6. Altyapı Bileşenlerinin Sınıflandırılması .....                                                         | 37 |
| Tablo 7. Kapsam Bazlı Metodolojik Farklılıklar, Emisyon Faktörü Kaynakları ve Standardizasyon İhtiyaçları ..... | 39 |
| Tablo 8. Kaçak Akım Kesici/Ayırıcı Alternatifleri .....                                                         | 44 |
| Tablo 9. Etki ve Risk Analizi Konsolide Değerlendirme .....                                                     | 55 |
| Tablo 10. Değerlendirilecek Başlıklar .....                                                                     | 54 |

## Yönetici Özeti (TR)

Bu fizibilite çalışması, Türkiye elektrik dağıtım sektöründe sera gazı emisyonlarının hesaplanmasına yönelik mevcut uygulamaları analiz etmek ve uluslararası standartlarla uyumlu, sektörel düzeyde uygulanabilir ortak bir metodolojik çerçevenin geliştirilmesine yönelik gereksinimleri ortaya koymak amacıyla hazırlanmıştır. Elektrik dağıtım faaliyetleri, enerji üretimine kıyasla daha sınırlı doğrudan emisyonlara sahip olmakla birlikte; SF<sub>6</sub> gazı kullanımı, şebeke kayıpları, enerji tüketimi ve operasyonel faaliyetler nedeniyle ihmal edilemeyecek miktarda doğrudan ve dolaylı emisyonlar üretmektedir. Bu nedenle sektörün karbon ayak izinin doğru, tutarlı ve karşılaştırılabilir şekilde belirlenmesi hem ulusal iklim hedefleri hem de uluslararası düzenlemelere uyum açısından stratejik bir gereklilik olarak öne çıkmaktadır.

Çalışma kapsamında gerçekleştirilen analizler, Türkiye’de faaliyet gösteren elektrik dağıtım şirketlerinin önemli bir bölümünün karbon ayak izi hesaplama çalışmalarını başlatmış olduğunu, ancak bu çalışmaların kapsamı, veri kalitesi ve metodolojik yaklaşım açısından şirketler arasında farklılıklar içerdiğini göstermektedir. Katılımcı şirketlerin büyük kısmı Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarını hesaplamakta, ancak Kapsam 3 emisyon hesabına dahil edilen alt kategori sayısının sınırlı kaldığı görülmüştür.. Bunun yanında sürdürülebilirlik raporlaması, “Carbon Disclosure Project (CDP)” raporlaması ve üçüncü taraf doğrulama uygulamalarının henüz tüm sektöre yayılmadığı görülmektedir. Bu durum, sektörde karbon yönetimi uygulamalarının gelişmekte olduğunu ancak henüz bütüncül ve standart bir yapıya ulaşmadığını ortaya koymaktadır.

Mevcut durum analizinin en önemli bulgularından biri, şirketler arasında kullanılan metodolojiler, veri toplama sistemleri, emisyon faktörleri ve hesaplama varsayımları açısından önemli farklılıklar bulunmasıdır. Özellikle SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplama yöntemi, Kapsam 2 emisyonlarının sınırları ve Kapsam 3 emisyonlarının kapsamı sektör genelinde en kritik farklılık alanları olarak öne çıkmaktadır.

Bu farklılıklar, yalnızca toplam emisyon değerlerinin değil, aynı zamanda emisyon yoğunluğu göstergelerinin de önemli ölçüde farklılaşmasına yol açmaktadır. Aynı operasyonel yapıya sahip şirketlerin farklı metodolojik tercihler nedeniyle birbirinden anlamlı şekilde ayrışan sonuçlar raporlaması; performansın doğru yorumlanmasını zorlaştırmakta, sektör içi kıyaslama (benchmarking) çalışmalarını zayıflatmakta ve zaman içerisindeki gelişim eğilimlerinin sağlıklı biçimde izlenmesini engellemektedir. Bununla birlikte, veri kaynakları ve hesaplama yaklaşımlarındaki bu heterojen yapı, raporlanan emisyon verilerinin güvenilirliği ve şeffaflığı konusunda belirsizlik yaratmakta; özellikle sürdürülebilirlik performansını değerlendiren yatırımcılar, finans kuruluşları ve diğer paydaşlar açısından karar alma süreçlerini zorlaştırmaktadır. Nitekim uluslararası iyi uygulamalarda da metodolojik tutarlılık ve veri izlenebilirliği, sera gazı envanterlerinin güvenilirliği ve karşılaştırılabilirliği açısından temel bir gereklilik olarak kabul edilmektedir.

Bu çerçevede, sektör genelinde ortak bir metodolojik yaklaşımın geliştirilmesi; veri tutarlılığının sağlanması, emisyon sonuçlarının karşılaştırılabilirliğinin artırılması, performans göstergelerinin anlamlı hale getirilmesi ve yatırımcı güveninin güçlendirilmesi açısından kritik bir ihtiyaç olarak ortaya çıkmaktadır.

Uluslararası uygulamalar incelendiğinde, sera gazı emisyonlarının hesaplanmasında ISO 14064-1, GHG Protocol ve IPCC rehberlerinin temel referanslar olduğu görülmektedir. Bu çerçevede emisyonların faaliyet verileri ile emisyon faktörlerinin çarpımına dayalı olarak hesaplanması, kapsam bazlı sınıflandırma yaklaşımı ve veri kalitesi yönetimi temel prensipler olarak öne çıkmaktadır. Elektrik dağıtım sektörüne özgü olarak ise özellikle SF<sub>6</sub> gazı emisyonları ve şebeke kayıpları metodolojik açıdan kritik unsurlar olarak değerlendirilmektedir. Uluslararası iyi uygulama örnekleri, operasyonel kontrol yaklaşımının yaygın olarak benimsendiğini ve şebeke kayıplarının emisyon hesaplamalarına dahil edildiğini göstermektedir. Bu durum, geliştirilecek metodolojinin hem bilimsel hem de uygulamaya dönük olarak güçlü bir uluslararası temele dayanması gerektiğini ortaya koymaktadır.

Bu doğrultuda önerilen metodolojik çerçeve; operasyonel kontrol yaklaşımını esas alan, veri odaklı, şeffaf ve karşılaştırılabilir bir yapı üzerine kurgulanmıştır. Metodoloji kapsamında emisyonların doğru sınıflandırılması, birincil veri kullanımının önceliklendirilmesi, emisyon faktörlerinin standardize edilmesi ve veri eksikliği durumunda uygulanacak yöntemlerin açık şekilde tanımlanması temel prensipler olarak belirlenmiştir. Özellikle SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanmasında kütle dengesi yaklaşımının kullanılması, veri kalitesinin artırılması açısından kritik bir unsur olarak öne çıkmaktadır. Kapsam 2 emisyonlarının hesaplanmasında ise hem elektrik tüketimi hem de dağıtım kayıplarının dikkate alınması önerilmekte, bu sayede sektörün gerçek emisyon profilinin daha doğru şekilde yansıtılması hedeflenmektedir.

Önerilen metodolojinin teknik uygulanabilirliği yüksek olmakla birlikte, sektör genelinde farklı veri altyapısı ve kurumsal kapasite seviyeleri dikkate alındığında uygulamanın kademeli bir geçiş süreci ile desteklenmesi gerekmektedir. Halihazırda karbon ayak izi çalışması yürüten ve uluslararası standartlara uyumlu sistemler kurmuş şirketler için uyum süreci daha sınırlı maliyetlerle gerçekleştirilebilecekken, bu alanda başlangıç seviyesinde olan şirketler için veri toplama sistemlerinin kurulması, personel eğitimi ve teknik altyapı yatırımları gerekecektir. Bununla birlikte, metodolojinin uygulanmasıyla birlikte özellikle SF<sub>6</sub> kaçaklarının daha etkin izlenmesi, şebeke kayıplarının görünür hale gelmesi ve enerji verimliliği fırsatlarının belirlenmesi gibi alanlarda önemli operasyonel ve finansal faydalar elde edilmesi beklenmektedir.

Çevresel açıdan değerlendirildiğinde, metodolojinin en önemli katkısı sektörün emisyon profilinin sistematik ve izlenebilir hale getirilmesidir. Özellikle yüksek küresel ısınma potansiyeline sahip SF<sub>6</sub> gazının etkin şekilde izlenmesi ve yönetilmesi, emisyon azaltım stratejilerinin etkinliğini doğrudan artıracaktır. Bunun yanında dağıtım kayıplarının emisyon hesaplamalarına dahil edilmesi, enerji verimliliği yatırımlarını teşvik ederek dolaylı emisyonların azaltılmasına katkı sağlayacaktır.

Buna ek olarak, metodolojinin Kapsam 3 emisyonlarını da kapsayacak şekilde kurgulanması, satın alınan mal ve hizmetlerin karbon etkisinin daha görünür hale gelmesini sağlayacak ve düşük karbonlu alternatiflerin değerlendirilmesine imkân tanıyacaktır. Bu kapsamda, malzeme seçimlerinde geri dönüştürülmüş içerik kullanımı veya daha düşük emisyon yoğunluğuna sahip alternatif ürünlerin tercih edilmesi (örneğin belirli uygulamalarda bakır yerine geri dönüştürülmüş alüminyum bazlı iletkenlerin

değerlendirilmesi gibi) sektör genelinde ilave emisyon azaltım potansiyeli yaratabilecektir.

Bu yaklaşım, Türkiye'nin 2053 net sıfır hedefleri ile uyumlu bir şekilde sektörün dönüşümünü destekleyecek önemli bir araç olarak değerlendirilmektedir.

Kurumsal açıdan bakıldığında, standart bir metodolojinin benimsenmesi; veri yönetimi, iç kontrol mekanizmaları ve sürdürülebilirlik yönetişimi açısından önemli iyileşmeler sağlayacaktır. Şirketler arasında kıyaslama yapılabilmesi, en iyi uygulamaların yaygınlaştırılması ve sektörel öğrenmenin hızlanması mümkün hale gelecektir.

Bununla birlikte, metodolojinin uygulanması sürecinde bazı risk ve engeller de bulunmaktadır. Özellikle veri eksikliği,  $SF_6$  emisyonlarının farklı yöntemlerle hesaplanması ve Kapsam 3 verilerine erişimde yaşanan zorluklar riskler olarak öne çıkmaktadır. Operasyonel açıdan ise veri toplama süreçlerinin karmaşıklığı, nitelikli iş gücü ihtiyacı ve veri paylaşımına ilişkin gizlilik kaygıları önemli zorluklar arasında yer almaktadır. Regülasyon tarafında ise Türkiye'de, elektrik dağıtım şirketleri için henüz zorunlu bir sera gazı raporlama yükümlülüğünün bulunmaması, metodolojinin yaygınlaşmasını sınırlayabilecek bir unsur olarak değerlendirilmektedir.

Sonuç olarak, bu fizibilite çalışması elektrik dağıtım sektöründe sera gazı emisyonlarının hesaplanmasına yönelik uygulamaların gelişmekte olduğunu, ancak metodolojik bütünlük ve karşılaştırılabilirlik açısından önemli iyileştirme alanları bulunduğunu ortaya koymaktadır. Önerilen metodolojik çerçeve; uluslararası standartlarla uyumlu, teknik olarak uygulanabilir ve sektörel ihtiyaçlara cevap verebilecek nitelikte bir yapı sunmaktadır. Bu metodolojinin sektör genelinde benimsenmesi; emisyon verilerinin şeffaflığını artıracak, şirketler arası karşılaştırılabilirliği sağlayacak ve Türkiye'nin iklim politikaları ile uluslararası yükümlülüklerine uyum sürecini önemli ölçüde destekleyecektir.

## Yönetici Özeti (EN)

This feasibility study has been prepared to analyze the current practices for greenhouse gas (GHG) emissions accounting in the Turkish electricity distribution sector and to identify the requirements for developing a common methodological framework that is aligned with international standards and applicable at the sectoral level. Although electricity distribution activities have relatively lower direct emissions compared to energy generation, they generate significant direct and indirect emissions due to SF<sub>6</sub> gas usage, network losses, energy consumption, and operational activities. Therefore, the accurate, consistent, and comparable determination of the sector's carbon footprint emerges as a strategic necessity in terms of both national climate targets and compliance with international regulations.

The analyses conducted within the scope of this study indicate that a significant portion of electricity distribution companies in Türkiye have initiated carbon footprint calculations; however, these efforts vary across companies in terms of scope, data quality, and methodological approaches. Most participating companies calculate Scope 1 and Scope 2 emissions, while the number of sub-categories included in Scope 3 calculations remains limited. In addition, sustainability reporting, Carbon Disclosure Project (CDP) reporting, and third-party verification practices have not yet become widespread across the entire sector. This situation demonstrates that carbon management practices in the sector are evolving but have not yet reached a comprehensive and standardized structure.

One of the key findings of the current situation analysis is the existence of significant differences among companies in terms of methodologies used, data collection systems, emission factors, and calculation assumptions. In particular, the calculation methods for SF<sub>6</sub> emissions, the boundaries of Scope 2 emissions, and the scope of Scope 3 emissions stand out as the most critical areas of divergence across the sector.

These differences lead to significant variations not only in total emission values but also in emission intensity indicators. The fact that companies with similar operational structures report materially different results due to differing methodological choices makes it difficult to accurately interpret performance, weakens sectoral benchmarking efforts, and hinders the reliable tracking of trends over time. Moreover, this heterogeneity in data sources and calculation approaches creates uncertainty regarding the reliability and transparency of reported emission data, complicating decision-making processes for investors, financial institutions, and other stakeholders assessing sustainability performance. Indeed, in international best practices, methodological consistency and data traceability are considered fundamental requirements for ensuring the reliability and comparability of greenhouse gas inventories.

In this context, the development of a common methodological approach across the sector emerges as a critical need to ensure data consistency, enhance the comparability of emission results, enable meaningful performance indicators, and strengthen investor confidence.

These differences directly affect not only total emission values but also emission intensity indicators, thereby limiting comparability among companies. Therefore, the development of a common methodological approach across the sector is considered a critical need for ensuring both data consistency and effective performance assessment.

A review of international practices shows that ISO 14064-1, the GHG Protocol, and IPCC guidelines serve as the primary references for GHG emissions accounting. Within this framework, the calculation of emissions based on the multiplication of activity data and emission factors, the classification of emissions by scope, and the management of data quality emerge as fundamental principles. In the context of the electricity distribution sector, SF<sub>6</sub> emissions and network losses are identified as particularly critical methodological elements. The best international practices indicate that the operational control approach is widely adopted and that network losses are included in emissions calculations. This highlights the necessity for the proposed methodology to be grounded in a strong international foundation both scientifically and in terms of practical application.

In this context, the proposed methodological framework is designed as a data-driven, transparent, and comparable structure based on the operational control approach. The methodology establishes key principles such as accurate classification of emissions, prioritization of primary data usage, standardization of emission factors, and clear definition of approaches to be applied in cases of data gaps. In particular, the use of the mass-balance approach for calculating SF<sub>6</sub> emissions is highlighted as a critical factor in improving data quality. For Scope 2 emissions, it is recommended to consider both electricity consumption and distribution losses, thereby enabling a more accurate reflection of the sector's actual emissions profile.

While the proposed methodology demonstrates high technical feasibility, it should be supported by a phased implementation process considering the varying levels of data infrastructure and institutional capacity across the sector. Companies that already conduct carbon footprint studies and have established systems aligned with international standards will be able to adapt with relatively limited additional costs. In contrast, companies at an early stage will require investment in data collection systems, personnel training, and technical infrastructure. Nevertheless, the implementation of the methodology is expected to generate significant operational and financial benefits, particularly through improved monitoring of SF<sub>6</sub> leakages, increased visibility of network losses, and the identification of energy efficiency opportunities.

From an environmental perspective, the most significant contribution of the methodology is the systematic and traceable monitoring of the sector's emissions profile. The effective tracking and management of SF<sub>6</sub> gas, which has a very high global warming potential, will directly enhance the effectiveness of emission reduction strategies.

In addition, designing the methodology to also cover Scope 3 emissions will make the carbon impact of purchased goods and services more visible and enable the evaluation of low-carbon alternatives. In this context, the use of recycled content in material selection or the preference for alternative products with lower emission intensity (for

example, considering recycled aluminum-based conductors instead of copper in certain applications) may create additional emission reduction potential across the sector.

This approach is considered a key enabler supporting the sector's transition in line with Türkiye's 2053 net-zero targets.

From an institutional perspective, the adoption of a standardized methodology will lead to significant improvements in data management, internal control mechanisms, and sustainability governance. It will enable benchmarking among companies, facilitate the dissemination of best practices, and accelerate sector-wide learning.

However, several risks and barriers may arise during the implementation process. Key technical risks include data gaps, the use of different methods for calculating SF<sub>6</sub> emissions and limited access to Scope 3 data. Operational challenges include the complexity of data collection processes, insufficient personnel capacity, and data-sharing constraints due to confidentiality concerns. From a regulatory perspective, the absence of a mandatory GHG reporting requirement for electricity distribution companies in Türkiye may limit the widespread adoption of the methodology.

In conclusion, this feasibility study demonstrates that while GHG emissions accounting practices in the electricity distribution sector are progressing, there remain significant areas for improvement in terms of methodological consistency and comparability. The proposed methodological framework provides a structure that is aligned with international standards, technically feasible, and capable of addressing sectoral needs. Its adoption across the sector will enhance transparency, ensure comparability among companies, and significantly support Türkiye's alignment with climate policies and international commitments.



## Terimler ve Tanımlar

|                                             |                                                                                                                                                                                         |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Aktivite Verisi                             | Sera gazı emisyonlarının hesaplanmasında kullanılan; yakıt tüketimi, elektrik kullanımı, taşınan enerji miktarı, ekipman gaz dolumu veya ulaşım verileri gibi nicel faaliyet bilgileri. |
| CO <sub>2</sub> e (Karbondiyoksit Eşdeğeri) | Farklı sera gazlarının küresel ısınma potansiyelleri dikkate alınarak karbondiyoksit cinsinden ifade edilen ortak emisyon birimi.                                                       |
| Doğrudan Emisyonlar (Kapsam 1)              | Kuruluşun sahip olduğu veya kontrol ettiği kaynaklardan doğrudan meydana gelen sera gazı emisyonları.                                                                                   |
| Dolaylı Emisyonlar (Kapsam 2)               | Enerji Kuruluş tarafından satın alınan elektrik, buhar, ısıtma veya soğutma kaynaklı dolaylı sera gazı emisyonları.                                                                     |
| Diğer Dolaylı Emisyonlar (Kapsam 3)         | Kuruluşun faaliyetlerinden kaynaklanan ancak doğrudan kontrolü altında olmayan değer zinciri kaynaklı sera gazı emisyonları.                                                            |
| Emisyon Faktörü                             | Bir faaliyet birimi başına oluşan sera gazı emisyon miktarını ifade eden katsayı.                                                                                                       |
| Emisyon Yoğunluğu                           | Belirli bir faaliyet çıktısı başına oluşan sera gazı emisyon miktarı.                                                                                                                   |
| GHG Protocol                                | Kurumsal sera gazı emisyonlarının hesaplanması ve raporlanmasına yönelik uluslararası kabul görmüş standart.                                                                            |
| Kayıp Oranı                                 | Elektrik dağıtım sisteminde teknik ve teknik olmayan nedenlerle oluşan enerji kayıplarının toplam dağıtılan enerjiye oranı.                                                             |
| Kütle Dengesi Yaklaşımı                     | Bir sisteme giren toplam madde miktarının, sistemden çıkan madde miktarı ile sistem içinde biriken/değişen miktara eşit olması prensibi.                                                |
| Operasyonel Kontrol Yaklaşımı               | Organizasyonun operasyonel olarak kontrol ettiği faaliyetlerden kaynaklanan emisyonların envantere dahil edilmesini esas alan yaklaşım.                                                 |
| Organizasyonel Sınır                        | Emisyon envanterine dahil edilecek faaliyetlerin, iştiraklerin veya operasyonların belirlenmesini sağlayan kurumsal sınır yaklaşımı.                                                    |



|                                      |                                                                                                                                                                                                             |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| SF <sub>6</sub> (Sülfür Hekzaflorür) | Elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde kullanılan kesici, şalt ve yalıtım ekipmanlarında elektriksel yalıtım ve ark söndürme amacıyla kullanılan, çok yüksek küresel ısınma potansiyeline sahip sera gazı |
| Sera Gazı Envanteri                  | Belirli bir dönem için kuruluşun sera gazı emisyon ve yutaklarının sistematik şekilde hesaplanması ve raporlanması.                                                                                         |
| TS EN ISO 14064-1                    | Kuruluş seviyesinde sera gazı emisyonlarının hesaplanması, raporlanması ve doğrulanmasına ilişkin uluslararası standart.                                                                                    |
| Veri Doğrulama                       | Hesaplama sürecinde kullanılan verilerin doğruluğunun, tutarlılığının ve izlenebilirliğinin kontrol edilmesi süreci.                                                                                        |
| Şebeke Kayıpları                     | Elektrik enerjisinin iletim ve dağıtım sırasında teknik nedenlerle ortaya çıkan enerji kayıpları.                                                                                                           |

## 1. GİRİŞ

### 1.1. Amaç

Bu fizibilite çalışmasının temel amacı, elektrik dağıtım şirketlerinin faaliyetlerinden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının uluslararası kabul görmüş metodolojiler doğrultusunda hesaplanmasını sağlayacak bir emisyon hesaplama metodolojisinin geliştirilmesine yönelik teknik ve kurumsal gereksinimlerin belirlenmesidir.

Elektrik dağıtım sektörü, özellikle SF<sub>6</sub> gazı kullanımı, şebeke kayıpları, enerji tüketimi ve bakım faaliyetleri gibi çeşitli kaynaklardan dolaylı ve doğrudan sera gazı emisyonları oluşturmaktadır. Bu nedenle sektörde emisyonların ortak bir metodoloji geliştirilerek hesaplanması, raporlanması ve yönetilmesi büyük önem taşımaktadır.

Uluslararası uygulamalarda elektrik ekipmanları ve ürün kullanımından kaynaklanan emisyonların hesaplanmasına ilişkin metodolojiler IPCC Sera Gazı Envanteri Rehberleri kapsamında tanımlanmaktadır. Bu rehberlerde özellikle SF<sub>6</sub> gibi florlu gazların elektrik ekipmanları ve diğer ürünlerde kullanımından kaynaklanan emisyonların hesaplanmasına yönelik metodolojik yaklaşımlar ortaya konulmaktadır.

Bu fizibilite çalışması kapsamında;

- Elektrik dağıtım şirketleri için emisyon hesaplama yaklaşımı geliştirilecek,
- Uluslararası metodolojiler ile ulusal uygulamalar arasındaki uyum desteklenecek,
- Şirketlerin sera gazı envanterlerini standart bir yöntemle oluşturabilmeleri için bir rehber hazırlanacaktır.

Bu sayede sektörde karbon yönetimi kapasitesinin artırılması, raporlama standardizasyonunun sağlanması ve gelecekte uygulanabilecek karbon düzenlemelerine uyumun kolaylaştırılması hedeflenmektedir.

### 1.2. Çalışma Kapsamı ve Kullanılan Veri Seti

Veri seti içeriği genel olarak elektrik dağıtım şirketlerinin kurumsal karbon ayak izi hesaplamalarında kullandıkları faaliyet verileri, emisyon faktörleri, metodolojik yaklaşımlar, organizasyonel ve operasyonel sınır tanımları ile hesaplamalarda kullanılan varsayımlara ilişkin bilgileri kapsamaktadır. Bu veri setleri şirketlerin mevcut raporları, hesaplama dosyaları ve metodoloji dokümanları üzerinden temin edilecek ve incelenecektir.

Gerçekleştirilen değerlendirmede veri setlerinin kapsamı, veri türleri, hesaplama yaklaşımları ve kullanılan parametreler karşılaştırmalı olarak analiz edilecek; veri yapılarındaki farklılıklar, eksiklikler ve karşılaştırılabilirliği etkileyen unsurlar belirlenecektir. Bu değerlendirme, sektör için geliştirilecek ortak metodolojik çerçevenin oluşturulmasına girdi sağlayacaktır.



## 1.3. Paydaş Haritası

Fizibilite çalışması kapsamında gerçekleştirilen arz tarafına yönelik fizibilite çalışmasının temel paydaşları, ELDER ve Türkiye’de 21 elektrik dağıtım bölgesinin tamamında faaliyet gösteren elektrik dağıtım şirketlerinin etrafında kurgulanmıştır.

### ELDER – Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği

ELDER proje yürütücüsü ve ana koordinatör konumundadır. Proje kapsamında:

- Elektrik dağıtım şirketleri ile koordinasyonun sağlanması,
- Veri toplama süreçlerinin organize edilmesi,
- Paydaş iletişiminin yürütülmesi,
- Çalışma çıktılarının sektörle paylaşılması,

görevlerini üstlenmiştir. Ayrıca arz tarafına yönelik fizibilite faaliyetlerinin genel yönlendirilmesi ve izlenmesi ELDER koordinasyonunda gerçekleştirilecektir.

### Elektrik Dağıtım Şirketleri (EDAŞ)

Türkiye’de faaliyet gösteren elektrik dağıtım şirketleri projenin temel teknik paydaşlarını oluşturmaktadır. Arz tarafına yönelik fizibilite çalışması kapsamında:

- Mevcut kurumsal karbon ayak izi hesaplama uygulamalarının paylaşılması,
- Emisyon hesaplama yöntemleri ve veri setlerinin sağlanması,
- Hesaplama metodolojilerinin karşılaştırmalı analizine katkı sağlanması,
- Geliştirilecek metodolojinin uygulanabilirliğine ilişkin geri bildirim verilmesi süreçleri gerçekleştirilmiştir.

Elektrik dağıtım şirketlerinin sağladığı veriler ve teknik görüşler, sektörde uygulanabilecek ortak bir emisyon hesaplama metodolojisinin geliştirilmesi açısından kritik önem taşımaktadır.

### İlgili Kamu Kuruluşları

- T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı,
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı,
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)
- Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)
- Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ)



## Arz Tarafına Yönelik Fizibilite Çalışması Teknik Ekibi

Proje teknik ekibi, elektrik dağıtım sektörünün arz tarafına yönelik fizibilite çalışmasının hazırlanması, veri analizlerinin gerçekleştirilmesi ve metodolojik çerçevenin geliştirilmesinden sorumludur. Bu kapsamda teknik ekip;

- Elektrik dağıtım şirketlerinin kurumsal karbon ayak izi hesaplamalarında kullandıkları mevcut yöntem ve veri setlerini incelemek,
- Hesaplama yaklaşımları arasındaki metodolojik farklılıkları ve karşılaştırılabilirliği etkileyen unsurları analiz etmek,
- ISO 14064-1<sup>1</sup>, GHG Protocol<sup>2</sup> ve IPCC<sup>3</sup> rehberleri dikkate alınarak elektrik dağıtım sektörüne uyarlanabilir ortak bir emisyon hesaplama metodolojisi geliştirmek,
- Geliştirilecek metodolojinin teknik, ekonomik ve kurumsal etkilerine ilişkin ön değerlendirmeler yapmak ve
- Fizibilite çalışmasının taslak ve nihai raporlarını hazırlayarak proje paydaşlarına sunmak ile yükümlüdür.

### 1.4. Genel Yaklaşım

Proje kapsamında hazırlanan fizibilite çalışması, elektrik dağıtım sektöründe sera gazı emisyonlarının hesaplanması için uygulanabilir bir metodolojik çerçeve oluşturmayı amaçlamaktadır.

Bu doğrultuda çalışma aşağıdaki temel aşamalardan oluşmaktadır.

#### ➤ Mevcut Durum Analizi

Elektrik dağıtım şirketlerinin mevcut veri toplama, izleme ve raporlama uygulamaları analiz edilmiştir. Bu aşamada özellikle aşağıdaki emisyon kaynakları değerlendirilmiştir:

- SF<sub>6</sub> gazı kullanımı (şalt ekipmanları)
- Elektrik tüketimi
- Bakım ve operasyon faaliyetleri
- Yakıt kullanımı
- Şebeke kayıpları

#### ➤ Uluslararası Metodolojilerin İncelenmesi

Elektrik ekipmanlarından ve ürün kullanımından kaynaklanan emisyonların hesaplanmasına yönelik uluslararası rehberler incelenmiştir. Bu kapsamda özellikle:

- IPCC Rehberleri
- GHG Protokol ve ISO 14064-1 Standartları

<sup>1</sup> TS EN ISO 14064-1:2019 — Greenhouse gases — Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals. Geneva, Switzerland: ISO.

<sup>2</sup> The Greenhouse Gas Protocol: A Corporate Accounting and Reporting Standard (Revised Edition). Washington, DC: WRI & WBCSD.

<sup>3</sup> 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hayama, Japan: IGES.

- Sektörel emisyon hesaplama örnekleri değerlendirilmiştir.

#### ➤ Metodoloji Tasarımı

Elde edilen bulgular doğrultusunda Türkiye elektrik dağıtım sektörü için uygun bir emisyon hesaplama metodolojik çerçeve hazırlanacaktır. Bu metodoloji;

- Veri gereksinimleri
- Hesaplama yöntemleri
- Emisyon faktörleri
- Raporlama formatı gibi unsurları içerecektir.

#### ➤ Rehber Taslağının Hazırlanması

Son aşamada elde edilen tüm bulgular doğrultusunda Elektrik Dağıtım Şirketleri için Sera Gazı Emisyon Hesaplama Rehberi hazırlanacaktır.

## 1. MEVCUT DURUM ANALİZİ

Arz tarafına yönelik fizibilite çalışması kapsamında Türkiye’de faaliyet gösteren elektrik dağıtım şirketlerinin kurumsal karbon ayak izi hesaplama uygulamalarının mevcut durumunun ortaya konulması amacıyla bir anket çalışması gerçekleştirilmiştir. Çalışmaya Türkiye genelinde faaliyet gösteren 21 elektrik dağıtım şirketinin tamamının katılımı sağlanmış olup, elde edilen veri seti elektrik dağıtım sektörün tamamını temsil etmektedir. Elde edilen veriler, sektörde sera gazı emisyonlarının hesaplanması, izlenmesi ve raporlanmasına yönelik mevcut uygulamaların genel durumunu ortaya koymak amacıyla değerlendirilmiştir.

Anket sonuçlarına göre ankete katılan 21 şirketin 16’sının kurumsal karbon ayak izi hesaplama çalışması yürüttüğü, kurumsal karbon ayak izi çalışmaları gerçekleştirilen şirketlerin 10’unun dağıtım ve perakende olarak ayrı ayrı raporlama yaptığı tespit edilmiştir.

15 şirketin sürdürülebilirlik raporu yayımladığı ve 7 şirketin CDP kapsamında raporlama yaptığı belirlenmiştir. Ayrıca bazı şirketlerin sera gazı emisyonlarını üçüncü taraf doğrulama sürecinden geçirdiği görülmekle birlikte doğrulama uygulamalarının tüm şirketlerde yaygın olmadığı anlaşılmıştır. Bu sonuçlar, elektrik dağıtım sektöründe kurumsal karbon ayak izi hesaplama çalışmalarının önemli bir kısmının başlatılmış olduğunu ve birçok şirketin hesaplamalarını uluslararası standartlara dayandırıldığını göstermektedir. Bununla birlikte sürdürülebilirlik raporlaması, CDP raporlaması ve emisyon doğrulama uygulamalarının tüm şirketlerde yaygın olmadığı, şirketler arasında kurumsal karbon yönetimi uygulamaları açısından farklı olgunluk seviyeleri bulunduğu görülmektedir. Bu durum, sektörde karbon ayak izi hesaplama çalışmalarının gelişmekte olan bir alan olduğunu ve şirketler arasında uygulama kapsamı ve veri yönetimi açısından farklılıklar bulunduğunu göstermektedir.

Mevcut durum analizi kapsamında elde edilen veri seti; şirketlerin hangi kapsamda emisyon hesapladıkları, hangi metodolojik yaklaşımları kullandıkları, veri toplama ve

izleme sistemlerinin yapısı, kullanılan emisyon faktörleri ve hesaplama varsayımları gibi kurumsal karbon ayak izi hesaplamasını doğrudan etkileyen temel unsurları içermektedir. Yapılan değerlendirmelerde, şirketlerin büyük bir kısmının Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarını hesapladığı, ancak Kapsam 3 emisyonlarını hesaplayan şirket sayısının daha sınırlı olduğu görülmüştür. Bu veriler, sektörde kullanılan hesaplama yaklaşımlarının ve veri yönetimi uygulamalarının karşılaştırmalı olarak değerlendirilmesine imkân sağlamaktadır.

Yapılan genel değerlendirme sonucunda, elektrik dağıtım sektöründe kurumsal karbon ayak izi hesaplamalarının genel olarak uluslararası standartlara dayandığı, ancak hesaplama kapsamı, veri toplama yöntemleri, kullanılan emisyon faktörleri, sistem sınırları ve metodolojik tercihler açısından şirketler arasında farklı uygulamalar bulunduğu görülmüştür. Özellikle SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanması, şebeke kayıplarının kapsamı ve Kapsam 3 emisyonlarının dahil edilme düzeyi gibi alanlardaki farklılıklar, benzer faaliyetleri yürüten şirketlerin toplam emisyon değerleri ve emisyon yoğunluğu göstergeleri arasında önemli sapmalara neden olabilmektedir. Bu durum, şirketler arası karşılaştırılabilirliği sınırlamakta, performans değerlendirmelerini zorlaştırmakta ve raporlanan verilerin doğrulanabilirliği ile izlenebilirliği açısından belirsizlik yaratmaktadır.

Metodolojik farklılıkların devam etmesi; düzenleyici kurumların gözetim ve politika geliştirme süreçlerini, yatırımcıların ise risk değerlendirmesi ve sürdürülebilir finansman kararlarını doğrudan etkileyebilmektedir. Özellikle ESG derecelendirmeleri ve uluslararası raporlama çerçeveleri kapsamında, karşılaştırılabilir ve tutarlı veri ihtiyacı kritik önem taşımaktadır.

Bu kapsamda, sektör genelinde daha uyumlu ve ortak bir metodolojik yaklaşımın geliştirilmesi; hesaplamalarda şeffaflığın ve tutarlılığın artırılmasına, şirketler arası karşılaştırılabilirliğin güçlendirilmesine ve veri temelli karar alma süreçlerinin daha sağlıklı yürütülmesine katkı sağlayacaktır. Ayrıca bu uyumun, raporlamaların güvenilirliğini artırarak sektör genelindeki sürdürülebilirlik uygulamalarının etkinliğini desteklemesi beklenmektedir.

Bu bölümde ortaya konulan mevcut durum analizi, sonraki bölümlerde detaylı olarak ele alınan emisyon kaynakları, veri toplama ve izleme uygulamaları, emisyon faktörleri ve hesaplama yaklaşımları ile metodolojik farklılıkların değerlendirilmesine temel teşkil etmektedir.

### **1.1. Elektrik Dağıtım Sektöründe Sera Gazı Emisyonlarının Mevcut Durumu**

Elektrik dağıtım sektörü, enerji üretim sektörünün geneline kıyasla doğrudan sera gazı emisyonları açısından daha sınırlı bir paya sahip olmakla birlikte, sektör faaliyetleri kapsamında çeşitli doğrudan ve dolaylı emisyon kaynakları ortaya çıkmaktadır. Elektrik dağıtım şirketlerinin doğrudan ve dolaylı emisyonları ağırlıklı olarak ısınma ve operasyonel faaliyetler amaçlı kullanılan yakıtlar, şalt ekipmanlarında kullanılan SF<sub>6</sub> gazı, işletme binaları ve tesislerde tüketilen elektrik enerjisi ile hizmet araçlarından kaynaklanmaktadır. Bununla birlikte dağıtım sistemindeki kayıplardan kaynaklanan dolaylı emisyonlar da

sektörün toplam karbon ayak izi içerisinde önemli bir paya sahip olabilmektedir. Bu nedenle elektrik dağıtım sektöründe sera gazı emisyonlarının doğru şekilde belirlenmesi, izlenmesi ve raporlanması, sektörün karbon yönetimi ve ulusal/uluslararası iklim politikalarına uyumu açısından önemli bir gereklilik olarak değerlendirilmektedir.

Gerçekleştirilen anket sonuçlarına göre katılımcı şirketlerin önemli bir kısmının kurumsal karbon ayak izi hesaplama çalışması yürüttüğü ve ISO 14064 standardı ile uyumlu hesaplama yaklaşımı kullandığı belirlenmiştir.

## **1.2. EDAŞ'larda Mevcut Veri Toplama ve İzleme Uygulamaları**

Türkiye’de faaliyet gösteren elektrik dağıtım şirketleri operasyonel faaliyetlerine ilişkin verileri farklı kurumsal sistemler aracılığıyla izlemekte ve kayıt altına almaktadır. Yakıt tüketimleri, elektrik tüketimi, araç kullanımı, bakım faaliyetleri ve ekipman envanteri gibi veriler genellikle enerji yönetim sistemleri, bakım yönetim sistemleri, satın alma kayıtları ve finansal kayıtlar üzerinden takip edilmektedir. Bununla birlikte sera gazı emisyonlarının hesaplanmasına yönelik veri toplama ve izleme uygulamaları şirketler arasında farklılık gösterebilmektedir. Bazı şirketlerde düzenli olarak kurumsal karbon ayak izi envanteri hazırlanmakta ve veri toplama süreçleri bu çalışmalara entegre şekilde yürütülürken, bazı şirketlerde veri toplama süreçleri henüz sistematik bir yapıya kavuşmamış olup emisyon hesaplamaları dönemsel çalışmalar şeklinde gerçekleştirilmektedir. Bu durum veri kalitesi, veri kapsamı ve hesaplama sonuçlarının karşılaştırılabilirliği açısından farklılıklar oluşmasına neden olabilmektedir.

Anket çalışması kapsamında elde edilen veri seti; kullanılan standartlar, organizasyonel sınır yaklaşımı, emisyon kapsam tanımları, SF<sub>6</sub> emisyonlarının izlenme ve hesaplanma yöntemi, Kapsam 2 hesaplama sınırı, Kapsam 3 emisyon kapsamı, emisyon yoğunluğu göstergeleri, kullanılan emisyon faktörleri ve veri eksikliği durumunda uygulanan yöntemler gibi metodolojik açıdan kritik parametreleri kapsamaktadır. Bu veriler, şirketlerin sera gazı emisyonlarını hangi kapsam ve yöntemlerle izlediğini ortaya koymakta ve veri toplama sistemlerinin metodoloji ile birlikte değerlendirilmesini mümkün kılmaktadır.

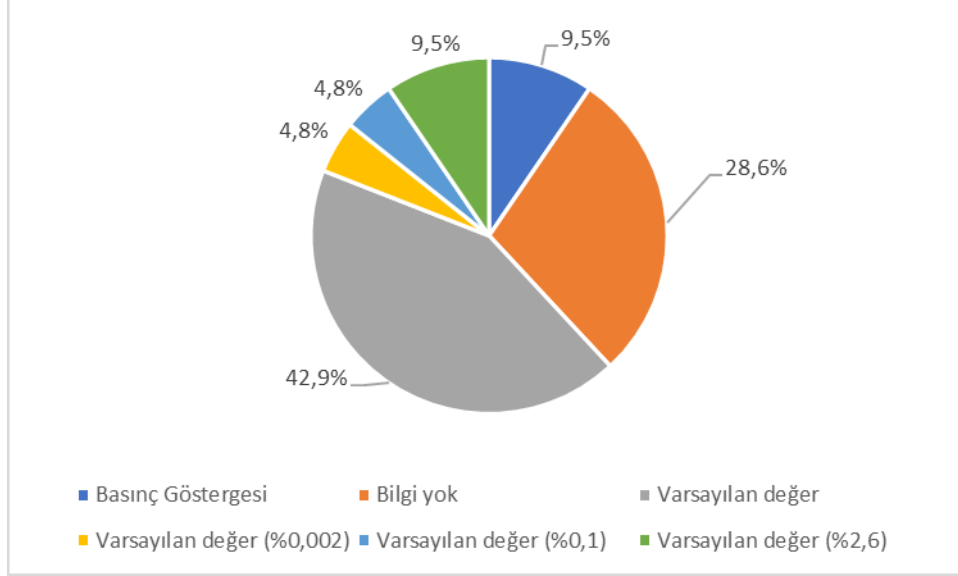
## **1.3. Mevcut Emisyon Faktörleri, Varsayımlar ve Kullanılan Hesaplama Yaklaşımları**

Elektrik dağıtım şirketleri tarafından gerçekleştirilen kurumsal karbon ayak izi hesaplamalarında farklı emisyon faktörleri, varsayımlar ve metodolojik yaklaşımlar kullanılabilmektedir. Hesaplamalarda genel olarak ISO 14064 Standardı, GHG Protocol ve IPCC rehberleri esas alınmakla birlikte, kullanılan emisyon faktörlerinin kaynakları şirketler arasında farklılık gösterebilmektedir. Bunun yanında organizasyonel sınır yaklaşımı, Kapsam 2 emisyonlarının hesaplama yöntemi, Kapsam 3 emisyon kategorilerinin kapsamı ve veri eksikliği durumunda kullanılan tahmin yöntemleri gibi metodolojik konularda da farklı uygulamalar bulunduğu görülmektedir.

Özellikle SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanmasında şirketler arasında farklı yöntemler kullanıldığı belirlenmiştir. Bazı şirketler IPCC varsayılan emisyon faktörlerini kullanırken, bazı şirketler basınç takibi, bakım kayıtları veya IEC standartlarına dayalı kaçak oranları

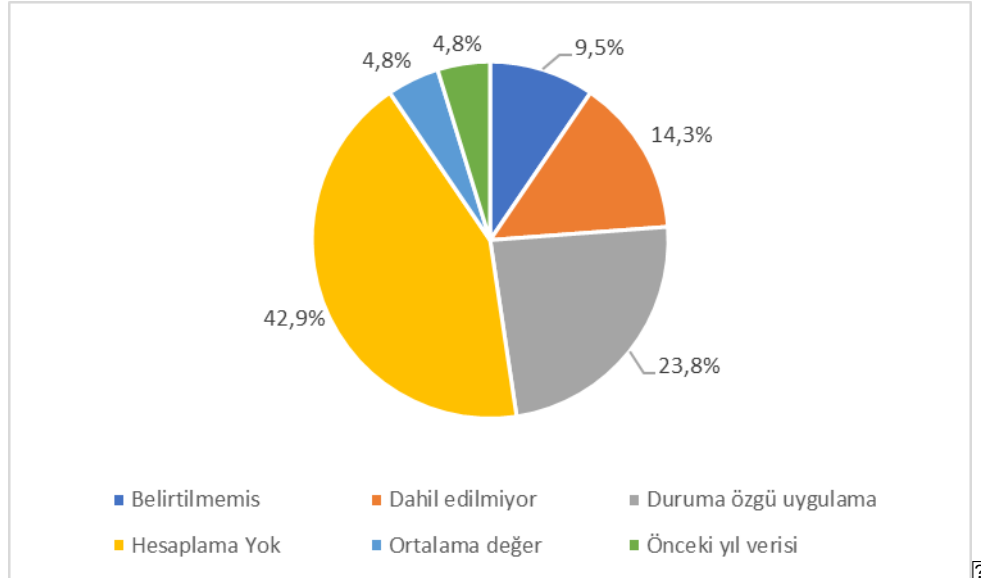


kullanmaktadır. Farklı yaklaşımlara ilişkin dağılım Şekil 1’de sunulmuştur. Benzer şekilde Kapsam 2 emisyonlarının hesaplama sınırına ilişkin olarak bazı şirketler yalnızca kendi elektrik tüketimlerinden kaynaklanan emisyonları hesaplarken, bazı şirketler dağıtım sistemindeki kayıp kaynaklı emisyonları da hesaplamalara dahil etmektedir.



**Şekil 1. Kullanılan SF6 Emisyon Hesaplama Yöntemleri**

Kapsam 3 emisyonlarının kapsamı, emisyon yoğunluğu göstergeleri ve veri eksikliği durumunda kullanılan yöntemler açısından da şirketler arasında farklı uygulamalar bulunduğu görülmektedir. Bu metodolojik farklılıklar, hesaplanan emisyon sonuçlarının karşılaştırılabilirliğini etkileyen temel unsurlar arasında yer almaktadır.



**Şekil 2. Veri Eksikliği Durumundaki Uygulamalar**

## 1.4. Önemli Emisyon Kaynaklarının Belirlenmesi

### 1.4.1. Kapsam 1 Emisyonları (Doğrudan Emisyonlar)

Elektrik dağıtım sektöründe Kapsam 1 kapsamında değerlendirilen doğrudan emisyonlar incelendiğinde, SF<sub>6</sub> gazı emisyonlarının toplam emisyonlar içerisinde önemli bir paya sahip olduğu görülmektedir. Yapılan bir çalışmaya<sup>4</sup> göre, doğrudan emisyonların yaklaşık %32'si SF<sub>6</sub> kaynaklıdır. Bu durum, özellikle yüksek gerilim ekipmanlarında kullanılan SF<sub>6</sub> gazının kaçakları ve bakım faaliyetleri sırasında oluşan emisyonların sektörde kritik bir öneme sahip olduğunu göstermektedir.

Bunun yanı sıra, hizmet araçlarında kullanılan yakıtlar, jeneratör kullanımı ve işletme faaliyetleri sırasında gerçekleşen diğer yakıt tüketimleri de Kapsam 1 emisyonları içerisinde önemli yer tutmaktadır. Bu kaynaklar, doğrudan kontrol altında olmaları nedeniyle izleme ve azaltım çalışmaları açısından öncelikli alanlar arasında değerlendirilmektedir.

### 1.4.2. Kapsam 2 Emisyonları (Enerji Dolaylı Emisyonlar)

Kapsam 2 emisyonları, işletmenin satın aldığı ve tükettiği elektrik enerjisinden kaynaklanan dolaylı emisyonları kapsamaktadır. Elektrik dağıtım sektöründe, özellikle işletme binalarında tüketilen elektrik enerjisi bu kapsamda önemli bir emisyon kaynağıdır.

Bununla birlikte, dağıtım faaliyetleri sırasında oluşan teknik kayıplar (şebeke kayıpları) da dolaylı olarak önemli bir emisyon kaynağı olarak değerlendirilmektedir. Bu kayıplar, enerji dağıtım süreçlerinde ortaya çıkan verimsizliklerden kaynaklanmakta olup, sektörde emisyon yoğunluğunu artıran kritik unsurlar arasında yer almaktadır.

### 1.4.3. Kapsam 3 Emisyonları (Diğer Dolaylı Emisyonlar)

Kapsam 3 emisyonları, değer zinciri boyunca ortaya çıkan ve işletmenin doğrudan kontrolünde olmayan diğer dolaylı emisyonları kapsamaktadır. Elektrik dağıtım sektöründe öne çıkan Kapsam 3 emisyon kaynakları arasında:

- Satın alınan mal ve hizmetler (özellikle ekipman ve altyapı yatırımları),
- Sermaye malları,
- Yakıt ve enerji ile ilgili emisyonlar
- Atık yönetimi süreçleri,
- İş seyahatleri,
- Çalışanların işe geliş gidişleri yer almaktadır.

Bu emisyon kategorisi, kapsam genişliği ve veri toplama zorlukları nedeniyle genellikle en yüksek belirsizlik oranına sahip olup, şirketler arasında metodolojik farklılıkların en fazla görüldüğü alanlardan biridir.

<sup>4</sup> Enel S.p.A. (2022). *Greenhouse gas inventory 2022*

### 1.5. Metodolojik Farklılıkların Karşılaştırmalı Analizi ve Kritik Konular

Fizibilite çalışması kapsamında elde edilen veri setleri ve mevcut kurumsal karbon ayak izi hesaplama uygulamaları karşılaştırmalı olarak değerlendirildiğinde aşağıdaki başlıklara yönelik farklılıklar tespit edilmiştir.

- Organizasyonel sınır yaklaşımı,
- Kapsam 2 emisyonlarının hesaplama sınırı,
- Kapsam 3 emisyon kategorilerinin kapsamı,
- SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanma yöntemi,
- Emisyon yoğunluğu göstergelerinin belirlenmesi ve
- Veri eksikliği durumunda kullanılan yöntemlerden kaynaklandığı görülmüştür.

Bu metodolojik farklılıklar, şirketlerin toplam emisyon sonuçlarını ve performans göstergelerini doğrudan etkileyebilmekte ve sektör genelinde karşılaştırılabilirlik açısından önemli bir belirsizlik oluşturmaktadır.

Karşılaştırmalı analiz sonucunda özellikle SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanma yöntemi, Kapsam 2 emisyonlarının hesaplama sınırı ve Kapsam 3 emisyon kapsamı sektör genelinde metodolojik açıdan en kritik konular olarak öne çıkmaktadır. SF<sub>6</sub> emisyonlarının farklı yöntemlerle hesaplanması şirketlerin toplam emisyon sonuçlarında önemli farklılıklar oluşturabilmektedir. Benzer şekilde Kapsam 2 emisyonlarına dağıtım sistemindeki kayıp kaynaklı emisyonların dahil edilip edilmemesi toplam emisyon sonuçlarını önemli ölçüde değiştirmektedir. Kapsam 3 emisyonlarının kapsamı ise şirketlerin toplam karbon ayak izinin büyüklüğünü doğrudan etkileyen bir diğer önemli metodolojik unsur olarak değerlendirilmektedir.

Bunun yanı sıra emisyon yoğunluğu göstergelerinin farklı parametreler kullanılarak hesaplanması, sektör performansının izlenmesi ve şirketler arası kıyaslama yapılmasını zorlaştırmaktadır. Emisyon yoğunluğu göstergelerinin dağıtılan elektrik enerjisi, hat uzunluğu, abone sayısı, çalışan sayısı veya finansal göstergeler gibi farklı parametrelere göre hesaplanması, performans göstergelerinin karşılaştırılabilirliğini sınırlamaktadır. Bu nedenle sektör genelinde kullanılacak emisyon yoğunluğu göstergelerinin ortak bir metodoloji çerçevesinde belirlenmesi gerekliliği ortaya çıkmaktadır.

Veri eksikliği durumunda kullanılan yöntemler de metodolojik açıdan önemli bir farklılık alanı olarak belirlenmiştir. Bazı şirketler veri eksikliği bulunan faaliyetleri hesaplamalara dahil etmezken, bazı şirketler tahmin yöntemleri, sektörel ortalamalar veya emisyon faktörü temelli yaklaşımlar kullanmaktadır. Veri eksikliği yaklaşımı, hesaplanan emisyonların doğruluğu ve belirsizlik düzeyi açısından önemli olduğundan, bu konuda da ortak bir yaklaşım geliştirilmesi gerekliliği bulunmaktadır.

Aşağıdaki tabloda önemli olduğu tespit edilen başlıklara ilişkin uygulama farklılıkları sunulmuştur. Parantez içindeki rakamlar uygulayıcı firma sayısını ifade etmektedir.

**Tablo 1. Uygulama Farklılıklarına İlişkin Değerlendirme**

| Konu                                                     | Uygulama 1               | Uygulama 2               |
|----------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| <b>Konsolidasyon yöntemi</b>                             | Operasyonel kontrol (16) | -                        |
| <b>Organizasyonel sınır yaklaşımı,</b>                   | Dağıtım ve diğer (6)     | Yalnızca dağıtım (10)    |
| <b>Kapsam 2 emisyonlarının hesaplama sınırı,</b>         | Yalnızca tüketim (5)     | Tüketim + kayıp (11)     |
| <b>Kapsam 3 emisyon kategorilerinin kapsamı,</b>         | Hesaplama yok (5)        | Hesaplama var (11)       |
| <b>SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanma yöntemi,</b> | Varsayılan değer (13)    | Basınç takibi (2)        |
| <b>Emisyon yoğunluğu göstergelerinin belirlenmesi</b>    | kwh başına (9)           | Çalışan başına (3)       |
| <b>Veri eksikliği durumunda kullanılan yöntemlerden</b>  | Dahil edilmiyor (3)      | Uygun bir yöntem ile (7) |

Diğer yandan, hesaplama yapan EDAŞ'lar içerisinde Kapsam 3 emisyonlarının da farklılık gösterdiği tespit edilmiştir. İletilen veri excelleri ve emisyon raporları değerlendirilerek tespit edilmiş farklılıklar aşağıda sunulmuştur.

**Tablo 2. Değerlendirilen Kapsam 3 Alt Başlıkları**

| Emisyon Kategori No | Kapsam 3 Emisyon Kategorileri         | EDAŞ 1 | EDAŞ 2 | EDAŞ 3 | EDAŞ 4 | EDAŞ 5 | EDAŞ 6 |
|---------------------|---------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1                   | Satın alınan mal ve hizmetler         | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      |
| 2                   | Sermaye niteliğindeki varlıklar       | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      |        |
| 3                   | Yakıt ve enerji ile ilgili emisyonlar |        |        |        |        |        |        |
| 4                   | Yukarı yönlü taşımacılık ve dağıtım   |        | ✓      |        |        |        |        |
| 5                   | Atık bertarafı                        | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      |
| 6                   | İş seyahatleri                        | ✓      |        | ✓      | ✓      | ✓      | ✓      |
| 7                   | Çalışanların işe geliş ve gidişleri   | ✓      | ✓      |        | ✓      | ✓      | ✓      |
| 8                   | Yukarı yönlü kiralanan varlıklar      |        |        |        |        |        |        |
| 9                   | Aşağı yönlü taşımacılık ve dağıtım    |        |        |        |        |        |        |
| 10                  | Satılan ürünlerin işlenmesi           |        |        |        |        |        |        |
| 11                  | Satılan ürünlerin kullanımı           |        |        |        |        |        |        |
| 12                  | Satılan ürünlerin bertarafı           |        |        |        |        |        |        |
| 13                  | Aşağı yönlü kiralanan varlıklar       |        |        |        |        |        |        |
| 14                  | Bayilikler                            |        |        |        |        |        |        |
| 15                  | Yatırımlar                            |        |        |        |        |        |        |

## 2. ULUSLARASI STANDARTLAR VE UYUM

Elektrik dağıtım sektörüne yönelik olarak geliştirilecek sera gazı emisyon hesaplama metodolojisinin uluslararası uygulamalar ile uyumun geliştirilerek hem sektör içi karşılaştırılabilirliğin sağlanması hem de gelecekte uygulanabilecek ulusal ve uluslararası düzenlemelere uyum açısından kritik önem taşımaktadır. Bu kapsamda çalışmada kullanılan yaklaşım, başta ISO 14064-1 standardı olmak üzere GHG Protocol (Sera Gazı Protokolü) ve IPCC (Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli) rehberleri esas alınarak oluşturulmuştur.

ISO 14064-1 standardı, organizasyonların sera gazı envanterlerini hazırlarken izlemesi gereken temel ilkeleri tanımlamaktadır. Bu standart kapsamında organizasyonel sınırların belirlenmesi, operasyonel sınırların tanımlanması, emisyon kaynaklarının sınıflandırılması, veri yönetimi, izleme, raporlama ve belirsizlik değerlendirmesi gibi temel unsurlar sistematik bir çerçeveye içinde ele alınmaktadır. Bu yönüyle ISO 14064-1, kurumsal karbon ayak izi çalışmalarının tutarlı, şeffaf ve doğrulanabilir şekilde yürütülmesini sağlayan ana referanslardan biridir.

GHG Protocol ise emisyonların kapsam bazlı olarak sınıflandırılmasına imkân tanıyan temel metodolojik çerçeveyi sunmaktadır. Bu çerçevede emisyonlar Kapsam 1, Kapsam 2, ve Kapsam 3 olmak üzere üç ana kategoride ele alınmaktadır. Bu sınıflandırma, organizasyonların faaliyetlerinden kaynaklanan emisyonların kapsamlı ve karşılaştırılabilir şekilde raporlanmasına imkân sağlamaktadır. Elektrik üretim ve dağıtım sektöründe faaliyet gösteren uluslararası şirketlerin envanterlerinde de bu yaklaşımın esas alındığı görülmektedir.

IPCC rehberleri ise emisyon hesaplamalarının bilimsel altyapısını oluşturmaktadır. Emisyonların faaliyet verileri ve emisyon faktörleri yardımıyla hesaplanmasına ilişkin yaklaşım IPCC rehberlerinde ayrıntılı biçimde tanımlanmakta, ayrıca farklı gazlar, sektörler ve faaliyet türleri için kullanılacak hesaplama yöntemleri ortaya konulmaktadır. Bu nedenle elektrik dağıtım sektöründe geliştirilecek ortak metodolojinin bilimsel dayanağını IPCC rehberlerinin oluşturması, sektör için kurulacak metodolojik yapının uluslararası kabul görmüş bir temele oturmasını sağlamaktadır.

Bu uluslararası çerçevelere ek olarak, Eurelectric tarafından geliştirilen metodolojik yaklaşımlar da sektörel uyum açısından önemli bir referans sunmaktadır. Elda<sup>5</sup> metodolojisi kapsamında emisyonlar, elektrik üretiminden kaynaklanan doğrudan emisyonlar temelinde ele alınmakta olup ithal edilen elektrikten kaynaklanan emisyonlar kapsam dışı bırakılmaktadır. Ayrıca emisyon yoğunluğu (gCO<sub>2</sub>e/kWh) göstergesi kullanılarak toplam emisyonların üretilen elektrik miktarına oranlanması sağlanmakta ve karşılaştırılabilirlik desteklenmektedir. Bu yaklaşım, elektrik dağıtım sektörü için geliştirilecek metodolojilerin uluslararası uygulamalarla uyumlu şekilde kurgulanmasına katkı sağlamaktadır.

---

<sup>5</sup> Eurelectric. (2023, September). *Elda: Guidelines*. <https://electricity-data.eurelectric.org/methodology.pdf>

## 2.1. Uluslararası Standartlar ve Hesaplama Yaklaşımları

Sera gazı emisyonlarının hesaplanmasında temel yaklaşım, faaliyet verisinin uygun emisyon faktörü ile ilişkilendirilmesine dayanmaktadır. Faaliyet verisi, yakıt tüketimi, elektrik tüketimi, ekipman dolum miktarı, gaz dolumu, taşınan mesafe veya satın alınan ürün miktarı gibi ölçülebilir büyüklükleri ifade ederken; emisyon faktörü söz konusu faaliyetin birim başına neden olduğu emisyon miktarını göstermektedir. Bu yaklaşım hem IPCC rehberlerinde hem de GHG Protokol’de temel hesaplama mantığı olarak yer almaktadır.

IPCC metodolojisinde hesaplamalar doğruluk ve veri derinliğine göre farklı seviyelerde ele alınmaktadır. “Tier” olarak adlandırılan bu seviyelerden Seviye 1, uluslararası varsayılan emisyon faktörlerinin kullanıldığı temel hesaplama yaklaşımını ifade etmektedir. Seviye 2 ülkeye veya sektöre emisyon faktörlerinin kullanıldığı daha detaylı bir hesaplama düzeyini temsil ederken; Seviye 3 yaklaşımı doğrudan ölçüme dayalı tesise özgü verileri ifade etmektedir. Elektrik dağıtım sektöründe kullanılan verilerin niteliğine bağlı olarak bu seviyelerin farklı emisyon kaynakları için birlikte kullanılabilmesi mümkündür.

Elektrik dağıtım sektörüne yönelik hesaplama yaklaşımlarında organizasyonel sınırların belirlenmesi önemli metodolojik unsurlardan biridir. Uluslararası uygulamalarda organizasyonel sınırlar çoğunlukla “operasyonel kontrol” yaklaşımı esas alınarak tanımlanmaktadır. Bu yaklaşımda, organizasyonun kontrol ettiği faaliyetlerden kaynaklanan emisyonlar envanter kapsamına dahil edilmektedir.

Bu kapsamda, İspanya merkezli elektrik iletim sistemi işletmecisi olan Red Eléctrica<sup>6</sup> uygulamasında da emisyonların operasyonel kontrol kriterine göre hesaplandığı açık şekilde belirtilmektedir. Benzer şekilde, elektrik üretimi, dağıtımı ve enerji hizmetleri alanlarında faaliyet gösteren küresel enerji gruplarından Enel Group<sup>7</sup> da kurumsal envanter yaklaşımında operasyonel kontrol yöntemini esas almakta ve hesaplamalarını merkezi veri yönetimi sistemi üzerinden yürütmektedir.

Bu örnekler, organizasyonel sınırların açık şekilde tanımlanmasının, veri bütünlüğünün korunması ve hesaplamalarda metodolojik tutarlılığın sağlanması açısından kritik olduğunu göstermektedir.

Uluslararası standartlar çerçevesinde yalnızca hesaplama yöntemlerinin değil, veri kalitesinin, belirsizliklerin ve yeniden hesaplama kriterlerinin de tanımlanması gerekmektedir. Özellikle tarihsel veri tutarlılığı, veri eksikliği durumunda kullanılacak yöntemler ve envanter kapsamındaki önemli değişikliklerin nasıl ele alınacağı, iyi uygulama örneklerinde metodolojinin ayrılmaz bir parçası olarak ele alınmaktadır.

## 2.2. Elektrik Dağıtım Sektöründe Uygulama Örnekleri

Elektrik dağıtım sektörü, enerji üretim sektörüne kıyasla daha düşük doğrudan emisyonlara sahip olmakla birlikte, sektöre özgü bazı emisyon kaynakları nedeniyle özel metodolojik değerlendirmeler gerektirmektedir. Bu kapsamda özellikle SF<sub>6</sub> gazı kullanılan

<sup>6</sup> Red Eléctrica de España. (2020). *Methodology for the calculation of the greenhouse gas inventory*.

<sup>7</sup> Enel S.p.A. (2022). *Greenhouse gas inventory 2022*

şalt ekipmanları, dağıtım şebekelerinde ortaya çıkan teknik kayıplar, hizmet araçları, jeneratörler, işletme binalarındaki enerji tüketimi ve değer zinciri emisyonları sektörün temel emisyon kaynaklarını oluşturmaktadır.

Red Eléctrica tarafından geliştirilen metodoloji kapsamında Kapsam 1 emisyonları; SF<sub>6</sub> gazı kaçakları, soğutucu gaz kaçakları, araç yakıt tüketimi ve dizel jeneratörlerden kaynaklanan doğrudan emisyonları içermektedir. Bu kapsamda SF<sub>6</sub>, elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde özellikle şalt sahalarında yer alan kesici, ayırıcı ve gaz yalıtımlı ekipmanlarda (GIS) yalıtım ve ark söndürme amacıyla kullanılan kritik bir gazdır. Bu nedenle, söz konusu ekipmanlardan kaynaklanan kaçaklar doğrudan emisyonların önemli bir bileşeni olarak değerlendirilmektedir.

SF<sub>6</sub>'nın küresel ısınma potansiyeli (GWP), CO<sub>2</sub>'ye kıyasla yaklaşık 24.300 kat olup, atmosferde çok uzun süre (binlerce yıl mertebesinde) kalabilmektedir. Bu nedenle, çok küçük miktarlardaki kaçaklar dahi toplam karbon ayak izi üzerinde orantısız derecede yüksek ve telafisi güç bir çevresel etki yaratabilmektedir.

Kapsam 2 emisyonları kapsamında ise yalnızca tesislerin elektrik tüketimi değil, aynı zamanda dağıtım şebekelerinde oluşan teknik kayıplar da değerlendirilmektedir. Bu kayıplar nedeniyle daha fazla elektrik üretimi gerekmekte ve dolaylı emisyonlar artmaktadır. Red Eléctrica metodolojisinde bu emisyonlar, kayıp enerji miktarı ile emisyon faktörünün çarpılması yoluyla hesaplanmaktadır.

Enel Group uygulamasında da benzer şekilde Kapsam 2 emisyonları yalnızca elektrik tüketimi ile sınırlı tutulmamakta, teknik şebeke kayıpları da bu kapsamda değerlendirilmektedir. Bu durum, elektrik dağıtım sektöründe şebeke kayıplarının metodolojik açıdan kritik bir unsur olduğunu göstermektedir.

Kapsam 3 emisyonları ise tedarik zinciri, sermaye malları, yakıtların yaşam döngüsü, taşımacılık, atık yönetimi ve çalışan ulaşımı gibi geniş bir alanı kapsamaktadır. Red Eléctrica metodolojisinde bu emisyonların detaylı şekilde ele alındığı görülmektedir. Bu durum, elektrik dağıtım sektöründe emisyonların yalnızca doğrudan faaliyetlerden değil, değer zinciri boyunca oluşan dolaylı etkilerden de önemli ölçüde kaynaklandığını göstermektedir.

Bu kapsamda Eurelectric tarafından yayımlanan “*Decarbonising Distribution*” (2024)<sup>8</sup> raporu da elektrik dağıtım sektöründeki emisyon yapısının büyük ölçüde dolaylı kaynaklardan oluştuğunu ortaya koymaktadır. Rapora göre dağıtım şirketlerinde emisyonların yaklaşık %4’ü Kapsam 1 (doğrudan emisyonlar), %43’ü Kapsam 2 (elektrik tüketimi ve özellikle şebeke kayıpları) ve %54’ü Kapsam 3 (tedarik zinciri ve değer zinciri faaliyetleri) kapsamında oluşmaktadır. Bu bulgular, Kapsam 1 emisyonlarının sınırlı kalmasına karşın, şebeke kayıpları ve ekipman üretimi gibi dolaylı kaynakların belirleyici olduğunu göstermektedir. Bu durum, Red Eléctrica ve Enel Group uygulamalarında teknik kayıpların ve değer zinciri emisyonlarının metodolojik olarak dikkate alınmasının önemini desteklemekte ve elektrik dağıtım sektöründe dekarbonizasyon stratejilerinin yalnızca

<sup>8</sup> Eurelectric. (2024). *Decarbonising distribution*. <https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/11/Decarbonising-Distribution-November-2024.pdf>

doğrudan operasyonlara değil, aynı zamanda şebeke verimliliği ve tedarik zinciri yönetimine odaklanması gerektiğini ortaya koymaktadır.

### 2.3. Emisyon Kapsamları, Emisyon Faktörleri ve Veri Yaklaşımları

Elektrik dağıtım sektöründe sera gazı emisyonlarının doğru, tutarlı ve karşılaştırılabilir şekilde hesaplanabilmesi için emisyon kapsamlarının net biçimde tanımlanması gerekmektedir. Kapsam 1, organizasyonun kontrolü altında bulunan doğrudan emisyon kaynaklarını; Kapsam 2 satın alınan elektrik enerjisinden kaynaklanan dolaylı emisyonları (kullanılan ve dağıtımdaki kayıplar dahil); Kapsam 3 ise değer zinciri boyunca ortaya çıkan diğer dolaylı emisyonları ifade etmektedir.

Emisyon faktörleri, faaliyet verilerinin emisyonla dönüştürülmesini sağlayan temel parametrelerdir. Yakıt tüketimi, elektrik kullanımı, taşımacılık faaliyetleri veya gaz dolumları gibi faaliyet verileri, uygun emisyon faktörleri kullanılarak emisyon değerlerine dönüştürülmektedir. Bu çalışmada kullanılan emisyon faktörleri IPCC, DEFRA, IEA ve ilgili ulusal veri kaynaklarına dayanmaktadır.

Elektrik dağıtım sektöründe kritik emisyon kaynaklarından biri olan SF<sub>6</sub> gazına ilişkin hesaplamalarda IPCC rehberlerinde tanımlanan kütle dengesi yaklaşımı kullanılmaktadır. Bu yaklaşımda emisyonlar, belirli bir dönem içerisinde sisteme giren ve sistemden çıkan gaz miktarları dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Buna göre SF<sub>6</sub> emisyonu; yıl başı stok miktarı ile yıl içinde satın alınan gaz miktarlarının toplamından, yıl sonu stok, geri kazanılan gaz ve ekipman içerisinde kalan gaz miktarlarının çıkarılması ile belirlenmektedir. Bu yöntem, bakım ve gaz dolum kayıtlarının bulunduğu durumlarda en güvenilir hesaplama yaklaşımı olarak kabul edilmektedir.

Veri eksikliği bulunan durumlarda ise kaçak oranı yaklaşımı kullanılabilir. Bu yaklaşımda emisyonlar, ekipman içerisinde bulunan toplam gaz miktarının belirli bir yüzdesi olarak hesaplanmaktadır. Red Eléctrica metodolojisinde ekipman ömrü sonu emisyonları için yaklaşık %0,4 seviyesinde bir kaçak oranı kullanıldığı belirtilmektedir.

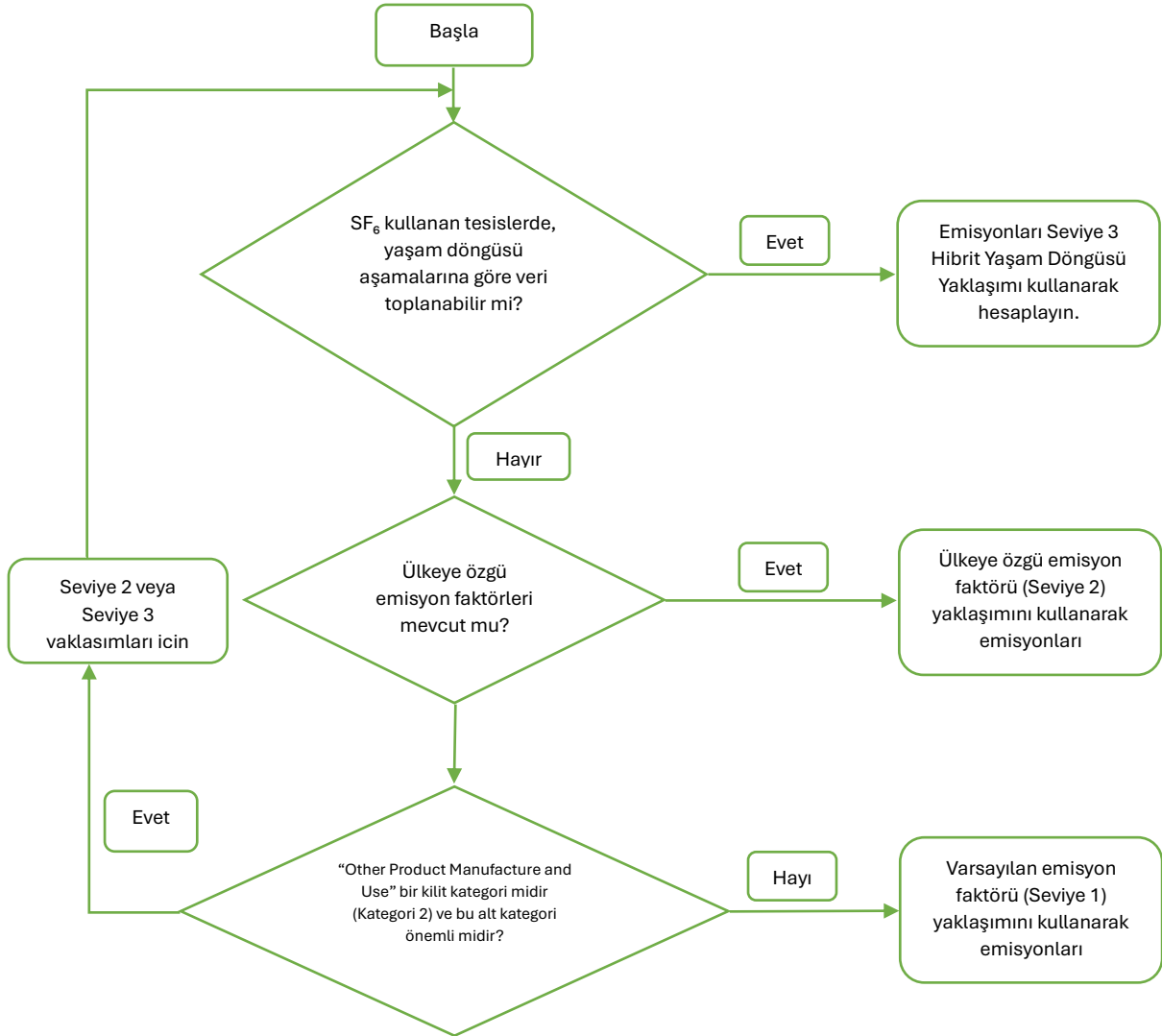
Elektrik kaynaklı emisyonların hesaplanmasında ise ülkenin elektrik üretim karışımını yansıtan emisyon faktörleri kullanılmaktadır. Bu kapsamda konum temelli (location-based) yaklaşım ülke elektrik karışımını esas alırken, piyasa temelli (market-based) yaklaşım tüketilen elektriğin tedarik kaynağına göre hesaplama yapılmasını sağlamaktadır.

Veri yaklaşımı açısından değerlendirildiğinde, hesaplamalarda birincil ve ikincil verilerin birlikte kullanıldığı görülmektedir. Birincil veriler doğrudan işletmeden elde edilen ölçüm ve kayıt verilerini ifade ederken, ikincil veriler literatür ve veri tabanlarından elde edilen parametreleri kapsamaktadır. Özellikle Kapsam 3 emisyonlarında ikincil veri kullanımı yaygın olup bu durum belirsizlik seviyesini artırmaktadır.

Sonuç olarak, elektrik dağıtım sektöründe emisyon kapsamlarının doğru tanımlanması, emisyon faktörlerinin uygun şekilde seçilmesi ve veri yaklaşımının sistematik biçimde kurgulanması, geliştirilecek metodolojinin güvenilirliği ve karşılaştırılabilirliği açısından kritik öneme sahiptir. Özellikle SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanması, Kapsam 2 sınırının belirlenmesi ve Kapsam 3 kapsamının tanımlanması sektör genelinde standardizasyon



gerektiren temel başlıklar arasında yer almaktadır. Ek olarak, SF<sub>6</sub> emisyonları, veri mevcudiyetine göre farklı yöntemler ile hesaplanabilmektedir. Yöntem seçimine ilişkin karar ağacı<sup>9</sup> aşağıda verilmektedir.



Şekil 3. SF<sub>6</sub> Hesaplama Metodolojisi Seçimi Karar Ağacı

Her bir “Tier” yöntemine ilişkin hesaplama yöntemleri aşağıda sunulmuştur.

### Seviye 1 Metodu – Varsayılan Emisyon Faktörleri

Seviye 1 yöntemi, elektrik ekipmanlarından kaynaklanan SF<sub>6</sub> ve PFC emisyonlarını hesaplamak için kullanılan en basit yaklaşımdır. Emisyonlar, varsayılan bölgesel emisyon faktörlerinin, üreticilerin SF<sub>6</sub> tüketimi veya ekipmanların gaz kapasitesi ile çarpılmasıyla hesaplanır.

Kurulum emisyonları, eğer oluşmadığı varsayılıyorsa veya diğer aşamalara zaten dahil edilmişse hesaplama dahil edilmeyebilir. Kullanılan varsayılan emisyon faktörleri ilgili tablolarda verilmiştir.

<sup>9</sup> IPCC. (2006). 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories, Volume 3: Industrial processes and product use. Intergovernmental Panel on Climate Change.



**Toplam Emisyonlar** = Üretim Emisyonları + Ekipman Kurulum Emisyonları + Ekipman Kullanım Emisyonları + Ekipman Bertaraf Emisyonları

Üretim emisyonları = Üretim Emisyon Faktörü × Ekipman üreticilerinin toplam SF<sub>6</sub> tüketimi

Ekipman kurulum emisyonları = Kurulum Emisyon Faktörü × Sahada (fabrikada değil) doldurulan yeni ekipmanın toplam gaz kapasitesi

Ekipman kullanım emisyonları = Kullanım Emisyon Faktörü × Kurulu ekipmanın toplam gaz kapasitesi ("kullanım emisyon faktörü"; kaçaklar, servis ve bakım faaliyetleri ile arızalardan kaynaklanan emisyonları kapsar)

Ekipman bertaraf emisyonları = Hizmetten çıkarılan ekipmanın toplam gaz kapasitesi × Bertaraf sırasında ekipmanda kalan SF<sub>6</sub> oranı

Üretim emisyonları ve ekipman kurulum emisyonları kullanıcının operasyonel kontrol sınırlarına girmiyor olması sebebi ile Kapsam 1 hesaplamalarına dahil edilmez. Varsayılan emisyon faktörleri aşağıda sunulmuştur.

**Tablo 3. SF<sub>6</sub> İçeren Ekipmanların Varsayılan Emisyon Faktörleri<sup>10</sup>**

| Ekipman Türü                                | Bölge   | Kullanım (Kaçaklar, büyük arızalar/ark hataları ve bakım kayıpları dahil) | Bertaraf (hizmetten çıkarma sırasında kalan oran) |
|---------------------------------------------|---------|---------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| <b>Sızdırmaz Basınçlı Ekipman (OG şalt)</b> | Avrupa  | 0,002                                                                     | 0,93                                              |
|                                             | Japonya | 0,007                                                                     | 0,95                                              |
| <b>Kapalı Basınçlı Ekipman (YG şalt)</b>    | Avrupa  | 0,026                                                                     | 0,95                                              |
|                                             | Japonya | 0,007                                                                     | 0,95                                              |
|                                             | ABD     | 0,14                                                                      | -                                                 |
| <b>Gaz Yalıtımlı Transformatör</b>          | Japonya | 0,007                                                                     | 0,95                                              |

### Seviye 2 Metodu – Ülkeye Özgü Emisyon Faktörleri

Seviye 2 yöntemi, Seviye 1 ile aynı temel denklemi kullanır; ancak her bir yaşam döngüsü aşaması için ülkeye özgü emisyon faktörleri gerektirir. Ülkeye özgü emisyon faktörleri,

<sup>10</sup> IPCC. (2006). Other product manufacture and use (Tables 8.2–8.4). In *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories* (Vol. 3: Industrial processes and product use, Chapter 8). Intergovernmental Panel on Climate Change.

elektrik ekipmanlarının belirli bir ülkedeki kullanım koşullarını yansıttığı için daha doğru sonuçlar sağlar.

Ayrıca, ekipmanların hizmetten çıkarılmasına (bertarafına) ilişkin detaylı veriler mevcutsa, bu aşamadan kaynaklanan emisyonlar daha hassas bir şekilde tahmin edilebilir.

Ülkemize özgü emisyon faktörlerinin bulunmuyor olması sebebi ile Seviye 2 yöntemi kullanılamamaktadır.

### **Seviye 3 Hibrit Metodu – Ekipmanın Yaşam Döngüsü Aşamalarına Göre Emisyonlar**

Seviye 3 yöntemi, SF<sub>6</sub> emisyonlarını hesaplamak için kullanılan en doğru ve en detaylı yaklaşımdır. Bu yöntem, ekipmanın yaşam döngüsünün tüm aşamalarını (üretim, kurulum, kullanım, bertaraf) tesis bazında ayrı ayrı değerlendirir.

Yöntemde genellikle kütle dengesi yaklaşımı tercih edilir; ancak veri kısıtları veya düşük emisyon seviyeleri gibi durumlarda emisyon faktörü yaklaşımı da kullanılabilir. Hibrit yapı sayesinde her iki yöntem birlikte kullanılarak daha yüksek doğruluk sağlanır.

Ancak farklı yöntemlerin birlikte kullanılması, çifte sayım veya emisyonların atlanması riskini doğurur. Bu nedenle dikkatli veri yönetimi ve kontrol süreçleri gereklidir.

İdeal uygulamada, ülkedeki tüm ilgili aktörlerden (üreticiler, işletmeler, bertaraf ve geri dönüşüm tesisleri) veri toplanarak ulusal emisyonlar hesaplanır.

#### **Kullanım Aşamasındaki Emisyonlar:**

Ekipman kullanım emisyonları iki farklı yaklaşımla hesaplanabilir: kütle dengesi yöntemi ve hibrit yöntem. Kütle dengesi yöntemi, sisteme eklenen SF<sub>6</sub> ile geri kazanılan SF<sub>6</sub> arasındaki farkın emisyon olarak kabul edilmesine dayanır. Bu kapsamda emisyonlar, servis sırasında ekipmandan geri kazanılan SF<sub>6</sub> miktarı ile ekipmana yeniden doldurulan SF<sub>6</sub> miktarı arasındaki fark olarak hesaplanır. Bu yöntem genellikle ekipmanların uzun süredir kullanıldığı ve emisyonların düşük olduğu durumlarda tercih edilir.

Hibrit yöntemde ise ekipmanlar iki gruba ayrılır: bir kısmı için kütle dengesi yöntemi uygulanırken, diğer kısmı için emisyon faktörü yöntemi kullanılır. Bu yaklaşım özellikle yeni sistemlerde ve sızdırmaz ekipmanlarda daha doğru sonuçlar verir. Toplam emisyon, her iki yöntemin sonuçlarının birleştirilmesiyle elde edilir.

#### **Ekipman Bertaraf Emisyonları:**

Ekipman bertaraf ve nihai kullanım emisyonları, ülke koşullarına bağlı olarak kütle dengesi veya hibrit yöntemle hesaplanabilir. Her iki yöntemde de kapalı basınçlı ekipmanlardan kaynaklanan emisyonlar kütle dengesi yaklaşımıyla belirlenirken, sızdırmaz basınçlı ekipmanlar için ya kütle dengesi ya da emisyon faktörü yaklaşımı kullanılır.

Kütle dengesi yöntemi, özellikle gaz geri kazanım altyapısının yeterince gelişmediği durumlarda tercih edilir ve temel olarak hizmetten çıkarılan ekipmanın içerdiği SF<sub>6</sub> miktarı ile geri kazanılan SF<sub>6</sub> arasındaki farkı emisyon olarak kabul eder.

Hibrit yöntemde ise kapalı basınçlı ekipmanlar için yine kütle dengesi yaklaşımı kullanılırken, sızdırmaz basınçlı ekipmanlar için emisyon faktörleri devreye girer. Bu yöntem, geri kazanım sistemlerinin gelişmiş olduğu ve bazı emisyonların kullanım aşamasında zaten hesaplandığı durumlarda daha uygundur.

Her iki yöntemde de çifte sayımın önlenmesi ve özellikle geri kazanım oranı ile geri kazanım veriminin doğru belirlenmesi büyük önem taşır. Çünkü geri kazanımın yetersiz olduğu durumlarda küçük miktardaki gaz salımları bile toplam emisyonları önemli ölçüde artırabilir.

### **Kapsam 2 Emisyonları:**

GHG Protocol Scope 2 Guidance<sup>11</sup> dokümanı, elektrik tüketiminden kaynaklanan dolaylı emisyonların (Kapsam 2) tek boyutlu bir yaklaşımla değil, iki tamamlayıcı yöntem ile değerlendirilmesi gerektiğini ortaya koymaktadır. Bu kapsamda, konum bazlı (location-based) yöntem, faaliyet gösterilen elektrik şebekesinin ortalama emisyon yoğunluğunu yansıtırken; piyasa bazlı (market-based) yöntem, kuruluşun elektrik tedarikine ilişkin sözleşme temelli tercihlerini ve enerji satın alma stratejilerini yansıtmaktadır. Her iki yöntemin birlikte raporlanması, emisyonların hem sistemsel gerçeklik hem de kurumsal tercih boyutuyla değerlendirilmesine imkân tanımaktadır.

Elektrik değer zinciri perspektifinden bakıldığında, sera gazı emisyonlarının üretimden nihai tüketime kadar farklı aşamalarda ortaya çıktığı ve bu emisyonların değer zincirindeki farklı aktörler tarafından farklı kapsamlar altında raporlandığı görülmektedir. Elektrik üretim tesislerinde gerçekleşen emisyonlar üretici açısından Kapsam 1 olarak değerlendirilirken, aynı emisyonlar elektriği tüketen kuruluşlar için Kapsam 2 kapsamında dolaylı emisyon niteliği taşımaktadır. Buna ek olarak, yakıtın çıkarılması, işlenmesi ve taşınması gibi elektrik üretimi öncesi faaliyetlerden kaynaklanan emisyonlar ile iletim ve dağıtım süreçlerindeki kayıplar ise genellikle Kapsam 3 (özellikle yakıt ve enerji ile ilgili faaliyetler kategorisi) kapsamında ele alınmaktadır.

Bu yapı, emisyonların değer zinciri boyunca birbirine bağlı olduğunu ve aynı fiziksel emisyonun farklı kuruluşlar tarafından farklı kapsamlar altında raporlanabildiğini göstermektedir. Dolayısıyla, kapsamlar arasındaki ayrım, emisyonların kime ait olduğunu belirlemekten ziyade, emisyonların hangi faaliyet aşamasında ve hangi bakış açısıyla değerlendirildiğini tanımlayan bir muhasebe yaklaşımıdır.

Sonuç olarak, elektrik değer zincirine ilişkin bu yaklaşım; üretim, iletim-dağıtım ve nihai tüketim aşamalarında oluşan emisyonların kapsamlar bazında net bir şekilde ayrıştırılmasını sağlamakta, Kapsam 2 emisyonlarının yorumlanmasında hem şebeke yapısının hem de kuruluşun enerji tedarik tercihinin birlikte değerlendirilmesi gerektiğini ortaya koymaktadır.

---

<sup>11</sup> World Resources Institute (WRI) & World Business Council for Sustainable Development (WBCSD). (2015). *GHG Protocol Scope 2 Guidance: An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*.

### 3. EMİSYON HESAPLAMA METODOLOJİSİ ÖNERİSİ

#### 3.1. Ortak Metodolojik Çerçeve ve Emisyon Kaynaklarının Tanımlanması

Bu çalışma kapsamında sera gazı emisyonlarının hesaplanması; uluslararası standartlarla uyumlu, sistematik, şeffaf ve karşılaştırılabilir bir metodolojik çerçeveye dayandırılmıştır. Uygulanan yaklaşım; başta GHG Protocol olmak üzere IPCC ve ISO 14064-1 standartlarının temel prensiplerini esas almakta olup, organizasyonel yapı, veri yönetimi ve hesaplama yöntemleri bütüncül bir şekilde ele alınmıştır.

Metodoloji; emisyonların doğru, eksiksiz ve izlenebilir biçimde hesaplanmasını sağlamak amacıyla operasyonel kontrol yaklaşımı, kaynak bazlı hesaplama yöntemleri ve uygun emisyon faktörlerinin kullanımı üzerine kurgulanmıştır. Bu çerçevede tüm emisyonlar, temel olarak faaliyet verisi ile emisyon faktörlerinin çarpımına dayanan hesaplama prensibi ile belirlenmekte; gerekli durumlarda kütle dengesi ve gelişmiş hibrit yöntemler gibi daha yüksek doğruluk sağlayan yaklaşımlar kullanılmaktadır.

Ayrıca metodoloji; tutarlılık, şeffaflık, doğruluk ve eksiksizlik ilkeleri doğrultusunda, veri toplama süreçlerinden hesaplama adımlarına kadar tüm aşamaların dokümanite edilmesini ve organizasyon genelinde standardize edilmesini hedeflemektedir. Bu sayede hem farklı yıllar hem de farklı tesisler arasında karşılaştırılabilir sonuçlar elde edilmekte, hem de raporlanan emisyon verilerinin uluslararası geçerliliği güvence altına alınmaktadır. Bu genel metodolojik yapı altında, emisyonların doğru şekilde sınıflandırılması ve hesaplanması için operasyonel kontrol yaklaşımı, SF<sub>6</sub> emisyonlarının spesifik hesaplama yöntemleri ve Kapsam 2 emisyonlarının belirlenmesine ilişkin esaslar aşağıda sunulmaktadır.

##### 3.1.1. Operasyonel Kontrol Yaklaşımı

Anket sonuçları değerlendirildiğinde, konsolidasyon yöntemi olarak tüm elektrik dağıtım şirketlerinin (EDAŞ) operasyonel kontrol yaklaşımını tercih ettiği görülmüştür. Bu bulgu, ülkemizdeki sera gazı envanteri uygulamaları ile birlikte değerlendirildiğinde, hesaplama ve raporlama süreçlerinde operasyonel kontrol yaklaşımının kullanılmasının uygun ve yaygın bir yöntem olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Operasyonel kontrol yaklaşımına göre, kuruluşun operasyonel olarak kontrol ettiği tüm tesisler ve faaliyetler sera gazı envanteri kapsamına dahil edilmektedir. Bu kapsamda, kontrol edilen veya işletilen kaynaklardan kaynaklanan doğrudan emisyonlar Kapsam 1, satın alınan enerjiye bağlı dolaylı emisyonlar Kapsam 2 ve diğer dolaylı emisyonlar ise Kapsam 3 altında sınıflandırılmaktadır.

Elektrik dağıtım sektörüne özgü olarak, bazı ekipmanların (örneğin trafo merkezleri ve şalt ekipmanları) mülkiyetinin başka şirketlere veya devlete ait olmasına rağmen işletme ve bakım sorumluluğunun dağıtım şirketlerinde olması önemli bir husus olarak ortaya çıkmaktadır. Bu durumda, GHG Protocol ve ISO 14064-1 ile uyumlu olarak, emisyonların sınıflandırılmasında mülkiyetten ziyade operasyonel kontrol kriteri esas alınmalıdır.

Bu çerçevede, işletmesi dağıtım şirketi tarafından yürütülen trafo, kesici, gaz yalıtımlı şalt donanımları ve benzeri ekipmanlardan kaynaklanan SF<sub>6</sub> kaçakları, mülkiyet yapısından bağımsız olarak Kapsam 1 (doğrudan emisyon) olarak değerlendirilmelidir.

Aynı şekilde, bakım, dolum ve gaz yönetimi faaliyetlerinin dağıtım şirketi tarafından yürütülmesi durumunda, bu süreçlerden kaynaklanan emisyonlar da doğrudan emisyon kapsamında ele alınmalıdır.

Buna karşılık, işletme kontrolünün tamamen başka bir kuruluşa ait olduğu varlıklar envanter kapsamı dışında bırakılmakta veya uygun durumlarda Kapsam 3 kapsamında değerlendirilebilmektedir.

SF<sub>6</sub> başta olmak üzere yüksek küresel ısınma potansiyeline sahip gazların kullanıldığı ekipmanlar, elektrik dağıtım faaliyetlerinde önemli bir doğrudan emisyon kaynağıdır. Bu nedenle söz konusu ekipmanlardan kaynaklanan emisyonların doğru şekilde izlenmesi, kütle dengesi yaklaşımı gibi uygun metodolojilerle hesaplanması ve operasyonel sorumluluk çerçevesinde raporlanması kritik önem taşımaktadır.

Operasyonel kontrol yaklaşımı, bu tür karma mülkiyet yapılarında emisyonların doğru şekilde sahiplenilmesini sağlamak ve emisyon yönetimini operasyonel sorumluluk ile uyumlu hale getirmektedir. Aynı zamanda, organizasyon genelinde veri toplama, doğrulama ve raporlama süreçlerinin standardizasyonunu desteklemekte; tüm iş birimlerinden elde edilen verilerin merkezi bir sistemde toplanması, kalite kontrollerinden geçirilmesi ve harmonize edilmesi yoluyla metodolojinin tutarlılık ve izlenebilirlik ilkelerinin etkin şekilde uygulanmasına katkı sağlamaktadır.

### **3.1.2. SF<sub>6</sub> Emisyonlarının Hesaplanması**

SF<sub>6</sub> (kükürt hekzaflorür), özellikle elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde kullanılan ve yüksek küresel ısınma potansiyeline sahip bir gaz olup, Kapsam 1 altında değerlendirilen önemli bir doğrudan emisyon kaynağıdır. Özellikle elektrik altyapılarında kullanılan ekipmanlardan kaynaklanan kaçaklar, doğrudan sera gazı emisyonları içinde özel olarak ele alınmaktadır. Bu nedenle hesaplamalarda, veri kalitesini artırmak amacıyla ağırlıklı olarak kütle dengesi (mass-balance) yaklaşımı kullanılmalıdır.

Bu yöntemle göre toplam SF<sub>6</sub> emisyonları; işletme sürecinde oluşan kaçaklar ile ekipmanların kullanım ömrü sonunda meydana gelen emisyonların toplamı olarak hesaplanmalıdır. İşletme kaynaklı kaçaklar, sisteme eklenen gaz miktarı ile geri kazanılan gaz miktarı arasındaki fark üzerinden belirlenmekte olup; ekipman yaşlanması, bakım faaliyetleri ve operasyonel kayıplar bu kapsamda değerlendirilmelidir.

Ekipman ömrü sonu emisyonları ise standart emisyon oranları kullanılarak tahmin edilmektedir. Hesaplanan SF<sub>6</sub> miktarı, IPCC tarafından belirlenen 100 yıllık küresel ısınma potansiyeli kullanılarak CO<sub>2</sub> eşdeğerine dönüştürülmektedir. Bu durum, düşük miktarda kaçakların dahi yüksek emisyon etkisi yaratabilmesi nedeniyle SF<sub>6</sub>'nın özel önem taşıdığını göstermektedir.

Gerekli veri altyapısının mevcut olduğu durumlarda, kütle dengesi yaklaşımı emisyon faktörü bazlı yöntemlerle desteklenerek hibrit (Seviye 3) yaklaşımlar uygulanabilmekte ve hesaplama doğruluğu artırılmaktadır.

Seviye 3 kullanılmadığı durumlarda Seviye 2’de yer alan ülkeye özgü emisyon faktörleri olmaması sebebi ile Seviye 1 yaklaşımı değerlendirmeye alınarak Tablo 3’de yer alan emisyon faktörleri kullanılmalıdır.

### 3.1.3. Kapsam 2 Emisyonlarının Hesaplanması

Kapsam 2 emisyonları, kuruluş tarafından satın alınan elektrik, ısı veya buhar gibi enerjilerin üretiminden kaynaklanan dolaylı sera gazı emisyonlarını kapsamaktadır. Bu kapsamda elektrik tüketimi temel emisyon kaynağını oluştururken, elektrik dağıtım süreçlerinde ortaya çıkan teknik kayıplar da ilgili durumlarda değerlendirmeye alınmaktadır. Bu emisyonlar genel olarak aşağıdaki temel ilişki üzerinden hesaplanmaktadır:

Emisyon = Elektrik Tüketimi × Emisyon Faktörü

Hesaplamalarda iki temel yaklaşım kullanılmaktadır:

- Lokasyon bazlı yaklaşım: Ulusal veya bölgesel elektrik üretim karışımına dayalı ortalama emisyon faktörleri kullanılır.
- Piyasa bazlı yaklaşım: Elektrik tedarikçisine özgü faktörler veya yenilenebilir enerji sertifikaları dikkate alınır.

Elektrik tüketimine ek olarak, özellikle elektrik dağıtım faaliyetlerinin bulunduğu yapılarda şebeke kayıplarından kaynaklanan emisyonlar da Kapsam 2 kapsamında değerlendirilmektedir. Elektrik sistemlerinde dağıtım sırasında oluşan enerji kayıpları, başta Joule etkisi<sup>12</sup> olmak üzere dağıtım mesafesi, talep yapısı, üretim noktalarının konumu ve sistemdeki fiziksel kayıplar gibi unsurlara bağlı olarak ortaya çıkmaktadır. Bu nedenle söz konusu kayıplar, dolaylı emisyonların hesaplanmasında önemli bir parametre olarak dikkate alınmaktadır.

Bu kapsamda, Kapsam 2 emisyonlarının doğru hesaplanabilmesi için yüksek kaliteli faaliyet verilerinin kullanılması, uygun emisyon faktörlerinin seçilmesi ve mümkün olan durumlarda sözleşme bazlı enerji verilerinin değerlendirilmesi kritik öneme sahiptir.

Elektrik dağıtım şirketleri açısından elektriğe bağlı emisyonların hangi kapsamlar altında değerlendirilmesi gerektiğine ilişkin analiz aşağıda sunulmuştur.

<sup>12</sup> Joule etkisi, elektrik akımının bir iletkenin üzerinden geçerken elektrik enerjisinin ısı enerjisine dönüşmesi olayıdır.

**Tablo 4. Elektrik ile İlgili Emisyonların Kapsam Değerlendirmesi**

| Süreç/Emisyon Kaynağı                         | Açıklama                                                                      | İlgili Kapsam |
|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Yakıt üretimi ve taşınması</b>             | Elektrik üretiminde kullanılan yakıtların çıkarılması, işlenmesi ve taşınması | Kapsam 3      |
| <b>Elektrik üretimi</b>                       | Şebekeye verilen elektriğin üretiminden kaynaklanan emisyonlar                | Kapsam 3      |
| <b>İletim kayıpları</b>                       | İletim sistemi kaynaklı teknik kayıplar                                       | Kapsam 3      |
| <b>Dağıtım kayıpları</b>                      | Dağıtım şebekesinde oluşan teknik kayıplar                                    | Kapsam 2      |
| <b>İç tüketim</b>                             | Dağıtım şirketine ait tesislerin elektrik tüketimi                            | Kapsam 2      |
| <b>Elektrik tüketimi (nihai kullanıcılar)</b> | Son kullanıcıların tükettiği elektrikten kaynaklanan emisyonlar               | -             |

### 3.2. Emisyon Yoğunluğu

Emisyon yoğunluğu, elektrik dağıtım sektöründe sera gazı performansının izlenmesi açısından temel bir gösterge olup, toplam emisyonların bir faaliyet göstergesine oranlanması ile hesaplanmaktadır. Eurelectric metodolojisine göre bu gösterge, toplam CO<sub>2</sub>e emisyonlarının sağlanan veya dağıtılan elektrik miktarına bölünmesi ile belirlenmekte ve genellikle tCO<sub>2</sub>e/MWh veya gCO<sub>2</sub>e/kWh birimleri ile ifade edilmektedir.

Elektrik dağıtım sektöründe en yaygın uygulama, emisyon yoğunluğunun dağıtılan enerji bazlı hesaplanmasıdır. Anket sonuçları da sektörde bu yaklaşımın yaygın olarak benimsendiğini, sınırlı ölçüde hat uzunluğu gibi ek göstergelerin destekleyici olarak kullanıldığını göstermektedir.

Bununla birlikte, Eurelectric<sup>13</sup> bulgularına göre sektörde emisyonların büyük bölümü Kapsam 2 ve özellikle Kapsam 3 kaynaklıdır. Bu durum, emisyon yoğunluğu göstergesinin yalnızca doğrudan emisyonları değil, şebeke kayıpları ve değer zinciri kaynaklı dolaylı emisyonları da yansıtacak şekilde ele alınmasını gerekli kılmaktadır. Bu nedenle sektörde

<sup>13</sup> Eurelectric. (2024). *Decarbonising Distribution: A report on the carbon footprints and mitigation strategies of Distribution System Operators*. Brussels: Union of the Electricity Industry – Eurelectric aisbl. Erişim adresi: <https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/11/Decarbonising-Distribution-November-2024.pdf>.

karşılaştırılabilirliğin artırılması amacıyla emisyon yoğunluğu hesaplamalarının dağıtılan enerji bazlı standart bir gösterge üzerinden ve mümkün olan durumlarda Kapsam 1, 2 ve 3'ü kapsayacak şekilde uygulanması önerilmektedir.

### 3.3. Veri Gereksinimleri, Emisyon Faktörleri ve Varsayımlar

Elektrik dağıtım sektöründe sera gazı emisyonlarının doğru, tutarlı ve karşılaştırılabilir şekilde hesaplanabilmesi, kullanılan verilerin niteliği ile emisyon faktörleri ve hesaplama varsayımlarının standardizasyonuna bağlıdır. Bu nedenle önerilen metodolojik çerçevede veri kalitesi, veri yönetimi ve ortak hesaplama yaklaşımının oluşturulması temel öncelikler arasında yer almaktadır.

Emisyon hesaplamalarında öncelikli olarak birincil veri kullanımının esas alınması gerekmektedir. Elektrik tüketimi, kayıpmiktarları, yakıt tüketimleri ve SF<sub>6</sub> ekipmanlarına ilişkin operasyonel veriler hesaplamaların temelini oluşturmaktadır. Özellikle şebeke kayıpları ve SF<sub>6</sub> gaz yönetiminin düzenli olarak izlenmesi metodolojinin kritik unsurlardandır.

SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanmasında veri mevcudiyetine bağlı olarak kütle dengesi yaklaşımının öncelikli yöntem olarak kullanılması önerilmektedir. Veri eksikliği bulunan durumlarda ise standart emisyon faktörlerine dayalı yöntemler uygulanmalıdır. Bu yaklaşım, metodolojik tutarlılığı ve hesaplama doğruluğunu artırmaktadır.

Birincil verilerin temin edilemediği durumlarda IPCC, DEFRA, IEA ve EPA gibi güvenilir veri tabanlarından elde edilen ikincil veriler kullanılmalıdır. Özellikle Kapsam 3 emisyonlarında veri kaynaklarının standardize edilmesi, sonuçların karşılaştırılabilirliği açısından önem taşımaktadır.

Emisyon faktörü seçiminde ortak referans kaynaklarının kullanılması gerekmektedir. Bu kapsamda IPCC 2006 Kılavuzları, ulusal elektrik şebekesi emisyon faktörleri<sup>14</sup> ve uluslararası kabul görmüş veri tabanları temel referans olarak değerlendirilmelidir. Elektrik tüketimine bağlı emisyonlarda ulusal şebeke emisyon faktörünün esas alınması, gerekli durumlarda piyasa bazlı verilerle desteklenmesi önerilmektedir.

Hesaplamalarda kullanılan varsayımların önceden tanımlanması ve dokümanite edilmesi gerekmektedir. Veri eksikliği durumlarında muhafazakâr yaklaşımın benimsenmesi ve kullanılan varsayımların şeffaf şekilde raporlanması önemlidir.

Veri yönetimi açısından tüm verilerin merkezi bir sistemde standart formatlarda toplanması ve kalite kontrol süreçlerinden geçirilmesi gerekmektedir. Bu yaklaşım metodolojinin organizasyon genelinde tutarlı şekilde uygulanmasına katkı sağlamaktadır.

Belirsizlik değerlendirmelerinde Kapsam 1 ve Kapsam 2 emisyonlarının görece düşük, Kapsam 3 emisyonlarının ise veri kısıtları nedeniyle daha yüksek belirsizlik içerdiği görülmektedir. Bu nedenle özellikle Kapsam 3 verilerinin geliştirilmesi ve hesaplama yaklaşımlarının standardize edilmesi öncelikli iyileştirme alanları arasında yer almaktadır.

<sup>14</sup> T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2025, 31 Aralık). *Elektrik üretim ve tüketim emisyon faktörleri*. <https://enerji.gov.tr/evced-cevre-ve-iklim-elektrik-uretim-tuketim-emisyon-faktorleri>

Sonuç olarak, elektrik dağıtım sektöründe güvenilir ve karşılaştırılabilir bir emisyon hesaplama yapısının oluşturulabilmesi için veri gereksinimleri, emisyon faktörleri ve varsayımların ortak bir metodolojik çerçevede ele alınması gerekmektedir.

## 4. ETKİ ANALİZİ

Bu bölümde, fizibilite çalışması kapsamında 21 EDAŞ'tan derlenen anket verileri ve uluslararası kaynaklar esas alınarak geliştirilmesi önerilen ortak emisyon hesaplama yönteminin teknik uygulanabilirliği, finansal, çevresel, kurumsal ve sosyal etkileri çok boyutlu biçimde değerlendirilmektedir.

Ayrıca bu çalışma, yalnızca mevcut durumun tespitini değil, metodolojinin sektör genelinde uygulanabilirliğine ve uzun vadeli etkilerine dair kapsamlı bir analizi de içermektedir. Analizde ortak emisyon hesaplama metodolojisinin hayata geçirilmesinin Türkiye elektrik dağıtım sektörüne finansal, çevresel, kurumsal ve sosyal boyutlarda yaratacağı etkiler, hem değer yaratma ve fırsat hem de risk önleme perspektifinden ele alınmaktadır.

### 4.1. Teknik Uygulanabilirlik

Anket sonuçları, 21 EDAŞ'ın tamamının organizasyonel sınır yaklaşımı olarak operasyonel kontrol yöntemini benimsediğini ortaya koymaktadır. Teknik uygulanabilirlik bu bulgu üzerinden; veri altyapısı olgunluğu ve hesaplama yöntemlerinin karmaşıklığı olmak üzere iki boyutta değerlendirilmektedir.

Veri altyapısı açısından, ankete katılan 21 EDAŞ'tan 16'sının halihazırda kurumsal karbon ayak izi çalışması yürütmekte olduğu, bu şirketlerin büyük bölümünün ISO 14064 ve GHG Protocol standartları çerçevesinde veri toplama süreçlerini kurumsal sistemlerine entegre ettiği görülmektedir.

SF<sub>6</sub> emisyonlarının izlenmesi ve hesaplanması, teknik uygulanabilirlik açısından en kritik unsur olarak öne çıkmaktadır. Anket sonuçları değerlendirildiğinde, SF<sub>6</sub> hesaplama yöntemlerinin kuruluştan kuruluşa belirgin biçimde farklılaştığı görülmektedir. Bazı kuruluşlar IPCC 2006 varsayılan %2,60 sızıntı oranını esas alırken, bazıları dijital çıkışlı modüler basınç göstergelerine dayalı izleme yöntemleri uygulamaktadır.

Diğer bir yaklaşımda ise CBS (Coğrafi Bilgi Sistemi) tabanlı ekipman envanteri kullanılarak IEC 62271-1 standardı doğrultusunda %0,1 sızıntı oranı benimsenmektedir. Bazı kuruluşlar, şebeke yaşı ve ekipman durumuna bağlı olarak kendi belirledikleri çok düşük oranları (örneğin %0,002) kullanmaktadır. Ekipman bazlı sızıntı testlerine dayalı envanter takibi yapan uygulamalar da bulunmaktadır. Bunun yanı sıra, bakım kayıtları ile IPCC emisyon faktörlerini birleştiren hibrit yaklaşımlar da tercih edilmektedir.

Bazı kuruluşlar yalnızca varsayılan sızıntı oranlarını kullanırken, bazıları IPCC'de yer alan ilgili tabloları (Tablo 8.2/8.3) referans almaktadır. Bununla birlikte, bazı durumlarda herhangi bir SF<sub>6</sub> izleme mekanizmasının bulunmadığı da görülmektedir.

Önerilen SF<sub>6</sub> hesaplama metodolojisi; kütle dengesi yaklaşımını esas almakta, veri altyapısının yetersiz kaldığı durumlarda ise IPCC Seviye 1 varsayılan emisyon faktörlerine



dayalı yöntemleri ikincil seçenek olarak sunmaktadır. Bu kademeli yaklaşım, hazırlık düzeyi farklı şirketlerin metodolojiye aşamalı biçimde entegre edilmesine olanak tanıyacaktır.

**Tablo 5. Hesaplama Yöntemlerinin Karşılaştırılması**

| Hesaplama Yöntemi                            | Sızıntı Oranı | Doğruluk   | Uyg. Maliyeti | IPCC Seviye | Tavsiye                                                         |
|----------------------------------------------|---------------|------------|---------------|-------------|-----------------------------------------------------------------|
| <b>IPCC 2006 varsayılan (Seviye 1)</b>       | %2,60/yıl     | Düşük      | Çok Düşük     | Seviye 1    | Veri altyapısı yoksa geçiş dönemi için seçilebilir.             |
| <b>IPCC Tablo 8.2/8.3</b>                    | %0,2–2,6/yıl  | Düşük–Orta | Düşük         | Seviye 1    | Ekipman türüne göre doğru tablo seçilmesi ile kabul edilebilir. |
| <b>Şirket iç tahmini (şebeke yaşı bazlı)</b> | %0,002–1,0    | Belirsiz   | Çok Düşük     | —           | Standardizasyona uygun değil, karşılaştırılmaz                  |
| <b>IEC 62271-1 + CBS envanter</b>            | %0,10/yıl     | Yüksek     | Orta          | Seviye 2-3  | Önerilen birincil yöntem (CBS altyapısı varsa)                  |
| <b>Ekipman bazlı sızıntı testi</b>           | Ölçüm bazlı   | Çok Yüksek | Yüksek        | Seviye 3    | İdeal, dijital altyapı ile uyumlu hale getirilebilir            |
| <b>Kütle dengesi (gaz dolum/tahliye)</b>     | Hesaplamalı   | Yüksek     | Orta          | Seviye 3    | Önerilen metodoloji ve öncelikli seçenek                        |

Tablodaki doğruluk düzeyleri, IPCC'nin “Tier” hiyerarşisine ve veri kaynağının niteliğine dayalı olarak belirlenmiştir.

Ayrıca, uygulama maliyeti, uygulanacak söz konusu yöntemin gerektirdiği altyapı bileşenlerine göre nitel olarak sınıflandırılmıştır:

**Tablo 6. Altyapı Bileşenlerinin Sınıflandırılması**

| Derece           | Gereken Altyapı Bileşenleri                                                                                                                                        |
|------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Çok Düşük</b> | Yalnızca IPCC tablo değeri ve Excel — ek donanım/yazılım gerektirmez.                                                                                              |
| <b>Düşük</b>     | IPCC tablo seçimi için ekipman sınıflandırma çalışması; mevcut envanter verisi yeterli.                                                                            |
| <b>Orta</b>      | CBS yazılımı ve/veya gaz dolum/tahliye kayıt sistemi; personel eğitimi; mevcut bakım kayıtlarının entegrasyonu.                                                    |
| <b>Yüksek</b>    | Ekipman bazında fiziksel sızıntı testi donanımı (SF <sub>6</sub> dedektörler, dijital basınç göstergeleri); periyodik saha ölçüm programı; veri toplama altyapısı. |

Bu çeşitlilik, ortak metodoloji kapsamında kütle dengesi yaklaşımına geçişin hem teknik zorunluluğunu hem de beraberinde getireceği uyum maliyetlerini açıkça ortaya koymaktadır. E.DSO'nun (2024)<sup>15</sup> da vurguladığı üzere, dağıtım şebekelerinde iklim ve

<sup>15</sup> E.DSO (2024). *Position Paper: Climate Resilience Metrics for Electricity Grids*. Brussels.

emisy on verilerinin standartlaştırılmış ölçüm yöntemleriyle izlenmesi; düzenleyici kurumlarla güçlü ve veri temelli bir diyalog kurulması açısından kritik öneme sahiptir.

Bu analizler, EDAŞ'ların SF<sub>6</sub> envanter takibini yalnızca emisyon raporlaması için değil, aynı zamanda ekipman yenileme ve teknoloji geçiş planlaması için de kullanması gerektiğini göstermektedir. Örneğin kütle dengesi yaklaşımı ile oluşturulacak ekipman bazlı envanter, hangi ekipmanların öncelikli olarak SF<sub>6</sub>-sız teknolojilerle değiştirilmesi gerektiğine ilişkin stratejik karar desteği sağlayacaktır.

Kapsam 2 emisyonlarının hesaplama sınırı da teknik uygulanabilirlik açısından önemli bir farklılaşma noktası oluşturmaktadır. Kuruluşların önemli bir bölümü, dağıtım kaynaklı kayıp emisyonlarını Kapsam 2 kapsamına dahil etmektedir. Buna karşın bazı kuruluşlar yalnızca bina içi elektrik tüketimini kapsama almakta, bazıları ise yalnızca yerleşke tüketimlerini raporlamaktadır. Teknik açıdan değerlendirildiğinde, kayıp verilerinin ulusal iletim sistemi işletmecisi ve piyasa operatörü gibi kaynaklardan temin edilebilmesi, bu veri kaleminin metodolojiye dahil edilmesini nispeten kolaylaştırmaktadır.

Türkiye'de elektrik dağıtım kayıp<sup>16</sup> oranları Avrupa ortalamasının önemli ölçüde üzerindedir. EPDK verilerine göre<sup>17</sup> tüm dağıtım bölgeleri ortalaması yaklaşık %9 olup, Dicle ve Vangölü bölgelerinde %20'nin üzerine çıkmaktadır. AB ortalamasının %6 civarında olduğu dikkate alındığında, Türkiye dağıtım sektöründe kayıp kaynaklı Kapsam 2 emisyonlarının toplam emisyon profili içindeki payının Eurelectric (2024) raporundaki %43 Avrupa ortalamasından daha yüksek olması kuvvetle muhtemeldir.

Dağıtım kayıplarının Kapsam 2'ye dahil edilmesinin Türkiye bağlamında yalnızca metodolojik bir tercih değil, sektörün gerçek emisyon profilini yansıtmak için zorunlu bir adım olduğunu söylenebilir. Kayıpların görünür kılınması, aynı zamanda şebeke modernizasyon yatırımlarının emisyon azaltımı yönünde verilecek desteği de güçlendirecektir.

Kapsam 3 emisyon kapsamı ise kuruluşlar arasındaki farklılaşmanın en belirgin olduğu alan olarak öne çıkmaktadır. Bazı kuruluşlar iş seyahati, satın alınan ürünler, taşeron faaliyetleri, sermaye malları ve atık gibi çok sayıda kategoriye kapsayan geniş bir Kapsam 3 çerçevesi uygulamaktadır. Bazı kuruluşlar ise yakıtların yaşam döngüsüne ilişkin WTT (kuyu başından tanka) verilerini dahil ederek belirli kategorilerde hesaplama yapmaktadır. Bunun yanı sıra, yalnızca sınırlı sayıda kategoriye (örneğin kategori 1, 2, 3, 5, 6 ve 9) kapsayan uygulamalar da bulunmaktadır. Öte yandan, bazı kuruluşların Kapsam 3 emisyonlarını hiç hesaplamadığı görülmektedir.

#### 4.1.1. Emisyon Faktörlerinde Standardizasyon İhtiyacı

Anket bulguları ve mevcut uygulama analizleri, EDAŞ'lar arasında kullanılan emisyon faktörlerinin kaynağı ve değerleri açısından önemli farklılıklar bulunduğunu ortaya koymaktadır. Kapsam 2 hesaplamalarında bazı şirketler Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

<sup>16</sup> Kayıp ile teknik ve teknik olmayan kayıpların toplamı kastedilmiştir.

<sup>17</sup> 2024 EPDK Sektör Raporu. Bkz.: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24/yillik-sektor-raporu>

tarafından yıllık olarak yayımlanan ulusal şebeke emisyon faktörlerini kullanırken, bazı şirketler IEA, IPCC veya DEFRA gibi uluslararası veri tabanlarından emisyon faktörü almaktadır. Bu farklılık, aynı miktarda elektrik tüketimi için hesaplanan Kapsam 2 emisyon değerlerinde önemli sapmalar oluşturabilmektedir.

Önerilen metodoloji kapsamında, konum bazlı (location-based) Kapsam 2 hesaplamalarında ETKB tarafından yayımlanan ulusal şebeke emisyon faktörlerinin referans alınması esas alınmalıdır. Piyasa bazlı (market-based) hesaplamalarda YEK-G veya I-REC gibi yenilenebilir enerji sertifikalarına dayalı sıfır emisyon faktörü kullanımına GHG Protokolü izin vermektedir; ancak Türkiye'de bu sertifika piyasasının henüz gelişme aşamasında olması nedeniyle piyasa bazlı yaklaşım şu an isteğe bağlı ikincil bir yöntem olarak değerlendirilmeli, konum bazlı yaklaşım birincil yöntem olmayı sürdürmelidir. Üretim ve tüketimin fiziksel olarak aynı konumda gerçekleşmesi zorunlu olmayıp sertifikanın aynı piyasa bölgesinde ve raporlama yılıyla eş zamanlı olarak üretilmiş olması yeterlidir. SF<sub>6</sub> emisyon faktörlerinde ise IPCC Seviye 1 tabloları (Tablo 8.2/8.3) ortak referans olarak benimsenmelidir. Bu standardizasyon, sektör genelinde karşılaştırılabilirliğin sağlanması açısından kritik bir ihtiyaçtır.

#### 4.1.2. Kayıp Verilerinde Standardizasyon İhtiyacı

Kapsam 2 emisyonlarının hesaplanmasında kayıp miktarlarının hangi kaynaktan alındığı da önemli bir farklılaşma noktası oluşturmaktadır. Bazı EDAŞ'lar EPDK tarafından düzenlenen tarife dönemlerinde onaylanan kayıp oranlarını esas alırken, bazıları TEİAŞ sistem verilerini veya kendi şebeke ölçüm altyapılarından elde ettikleri gerçekleşen kayıp değerlerini kullanmaktadır. EPDK verilerinin düzenleyici amaçlı olması ve gerçekleşen teknik kayıplardan farklılaşabilmesi nedeniyle, bu alanda da standardizasyon ihtiyacı bulunmaktadır. Önerilen metodoloji kapsamında, kayıp verilerinin birincil olarak gerçekleşen enerji ölçüm verilerinden elde edilmesi, bu verilerin mevcut olmadığı durumlarda ise EPDK/TEİAŞ tarafından yayımlanan resmi verilerin referans alınması önerilmektedir.

#### 4.1.3. Kapsam Bazlı Tespit Edilen Somut Farklılıklar

Aşağıdaki tabloda, her bir emisyon kapsamı için EDAŞ'lar arasında tespit edilen somut metodolojik farklılıklar, faaliyet verileri, emisyon faktörleri ve satın alınan ortak ekipmanlardaki farklılıklar özetlenmektedir.

**Tablo 7. Kapsam Bazlı Metodolojik Farklılıklar, Emisyon Faktörü Kaynakları ve Standardizasyon İhtiyaçları**

| Kapsam   | Farklılık Alanı                   | Tespit Edilen Uygulamalar                                                                                                                                | Standardizasyon İhtiyacı                                                                     |
|----------|-----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Kapsam 1 | SF <sub>6</sub> hesaplama yöntemi | IPCC varsayılan oran (%2,60), basınç gösterge takibi, CBS tabanlı envanter (IEC 62271-1, %0,1), şirket içi oran (%0,002), IPCC Tablo 8.2/8.3, izleme yok | Kütle dengesi yaklaşımı öncelikli; veri eksikliğinde IPCC Seviye 1 faktörleri ortak referans |



| Kapsam               | Farklılık Alanı                                                            | Tespit Edilen Uygulamalar                                                                                                                            | Standardizasyon İhtiyacı                                                                           |
|----------------------|----------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                      | SF <sub>6</sub> ekipman emisyon faktörleri (satın alınan ortak ekipmanlar) | Sızdırmaz basınçlı: %0,2 (Avrupa); Kapalı basınçlı: %2,6 (Avrupa) vs %14 (ABD); Bazı şirketler bölgesel değer yerine kendi saha verisini kullanmakta | Avrupa bölgesi IPCC faktörleri ortak referans; saha verisi bulunan şirketler Seviye 3 geçiş hedefi |
|                      | Yakıt tüketimi emisyon faktörleri                                          | IPCC, DEFRA veya ulusal faktörler arasında farklı tercihler                                                                                          | Ortak referans kaynak belirlenmesi (öncelikle IPCC 2006)                                           |
| <b>Kapsam 2</b>      | Emisyon faktörü kaynağı                                                    | ETKB ulusal şebeke faktörü, IEA faktörleri, DEFRA faktörleri, tedarikçiye özgü faktörler                                                             | Konum bazlı: ETKB ulusal faktörü zorunlu referans; Piyasa bazlı: tedarik sözleşmesi destekleyici   |
|                      | Raporlama sınırı                                                           | Yalnızca iç tüketim; Tüketim + kayıp; Yerleşke tüketimi                                                                                              | Dağıtım kayıplarının Kapsam 2'ye dahil edilmesi zorunlu                                            |
|                      | Kayıp veri kaynağı                                                         | EPDK tarife verileri, TEİAŞ sistem verileri, şirket içi şebeke ölçüm verileri                                                                        | Öncelikle gerçekleşen ölçüm verisi; yoksa EPDK/TEİAŞ resmi verileri                                |
| <b>Kapsam 3</b>      | Kategori kapsamı                                                           | 9+ kategori (geniş), sınırlı kategoriler (1,2,3,5,6,9), yalnızca WTT, hesaplama yok                                                                  | Asgari zorunlu kategorilerin belirlenmesi; kademeli genişletme                                     |
|                      | Emisyon faktörü kaynakları                                                 | Ecoinvent, DEFRA/UK GHG, IPCC, EPA; Türkiye'ye özgü veri tabanları yetersiz                                                                          | Ortak referans veri tabanlarının belirlenmesi; ulusal veri geliştirme                              |
|                      | Satın alınan ekipman ve sermaye malları (Kategori 1-2)                     | Trafo, kablo, direk gibi ortak ekipmanlarda farklı yaşam döngüsü emisyon faktörleri; Ecoinvent vs DEFRA arasında önemli sapmalar                     | Sektöre özgü ortak ekipman emisyon faktörleri veri tabanı oluşturulması                            |
| <b>Ortak Konular</b> | Emisyon yoğunluğu göstergesi                                               | kWh başına, çalışan başına, hat uzunluğu, finansal göstergeler                                                                                       | Dağıtılan enerji bazlı (tCO <sub>2</sub> e/MWh) birincil gösterge                                  |
|                      | Veri eksikliği yaklaşımı                                                   | Dahil edilmiyor, uygun yöntem ile tahmin, sektörel ortalama, boş bırakılmış                                                                          | Muhafazakâr tahmin yaklaşımı; varsayımların dokümanite edilmesi                                    |
|                      | Organizasyonel sınır                                                       | Dağıtım + perakende birleşik; Yalnızca dağıtım                                                                                                       | Ayrı raporlama; dağıtım faaliyetleri özelinde karşılaştırılabilirlik                               |

Teknik uygulanabilirliği güçlendiren bir diğer önemli husus, hazırlanacak MS Excel tabanlı hesaplama aracı ve kullanıcı rehberidir. Bu araçların sunulması, şirketlerin kendi veri altyapılarını korurken metodolojik tutarlılığı sağlamasına önemli katkı sağlayacaktır.

Eurelectric'in 2025-2027 Başkanlık Manifestosu'nun<sup>18</sup> dijital dönüşüm önceliği çerçevesinde de belirtildiği gibi, enerji altyapısının dijitalleştirilmesi ve sistemler arası veri uyumluluğu ve birlikte çalışabilirliğinin (interoperability) güçlendirilmesi, sektörün sürdürülebilirlik performansını doğrudan etkileyen stratejik bir koşul haline gelmiştir.

Metodolojinin uygulanabilirliğinin daha kapsamlı biçimde değerlendirilebilmesi için sektörde bir veri olgunluk analizi yapılması önerilmektedir. Bu analiz çerçevesinde, her bir EDAŞ'ın veri toplama altyapısı, personel kapasitesi, kullanılan sistemlerin entegrasyon düzeyi ve mevcut raporlama olgunluğu dört seviyeli bir olgunluk ölçeği (başlangıç, gelişmekte, olgun, lider) üzerinden değerlendirilmektedir. Anket bulgularına göre sektörde halihazırda olgunluk seviyeleri arasında belirgin bir farklılaşma gözlemlenmektedir: Üçüncü taraf doğrulama yaptıran ve CDP raporlaması gerçekleştiren kuruluşlar ile henüz karbon hesaplama çalışması başlatmamış kuruluşlar aynı sektörde bir arada faaliyet göstermektedir. Bu tablonun ortak metodoloji tasarımına yansıtılması, uygulamanın kademeli ve erişilebilir bir biçimde kurgulanması açısından kritik öneme sahiptir.

Uluslararası uygulama deneyimleri de teknik uygulanabilirliği destekler niteliktedir. Eurelectric'in Decarbonising Distribution başlıklı 2024 tarihli raporu<sup>19</sup>, Avrupa'daki elektrik dağıtım şirketleri emisyon izleme kapasitelerinin son yıllarda hızla geliştiğini ortaya koymakta; özellikle dijital altyapı yatırımlarının veri toplama maliyetlerini önemli ölçüde düşürdüğüne dikkat çekmektedir. Bu bulgu, Türkiye'deki uygulamada da benzer bir yolun izlenebileceğine işaret etmekte ve teknik fizibilitenin yalnızca standart uyumu değil, dijital kapasite gelişimi üzerinden de değerlendirilmesi gerektiğini vurgulamaktadır.

## 4.2. Finansal Etki Analizi

Önerilen metodolojinin hayata geçirilmesinin şirketler açısından çeşitli finansal yansımaları olacaktır. Uygulama maliyetleri; başlangıç yatırım gereksinimleri ve süregelen operasyonel maliyetler olmak üzere iki temel bileşenden oluşmaktadır.

Başlangıç yatırım gereksinimleri arasında; personel eğitimi ve kapasite geliştirme, veri toplama sistemlerinin güncellenmesi veya kurulması, SF<sub>6</sub> envanter takibi için ekipman iyileştirmeleri ile MS Excel tabanlı hesaplama aracı ve kullanıcı rehberinin hazırlanması yer almaktadır.

Uygulama maliyetlerini belirleyen en temel etken, kuruluşun mevcut karbon yönetimi olgunluk düzeyidir. ISO 14064 standardına uygun sistemler kurmuş ve halihazırda üçüncü taraf doğrulama süreçlerini yürüten kuruluşlar için ek uyum maliyetlerinin oldukça sınırlı kalacağı değerlendirilmektedir.

Metodolojinin hayata geçirilmesiyle birlikte finansal faydalar birden fazla kanaldan sağlanacaktır.

İlk olarak, emisyon kaynaklarının sistematik izlenmesi SF<sub>6</sub> kaçaklarının daha erken tespit edilmesini, gazın geri kazanımını ve yeniden kullanımını artırmaktadır. Sektörde yaygın

<sup>18</sup> Eurelectric (2025). *Eurelectric Presidency Manifesto 2025-2027: Powering a Competitive, Sustainable and Secure Europe*.

<sup>19</sup> Eurelectric. (2024). *Decarbonising Distribution*. Brussels: Eurelectric. <https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/11/Decarbonising-Distribution-November-2024.pdf>

olarak kullanılan IPCC varsayılan %2,60 sızıntı oranı yerine kütle dengesi yöntemiyle gerçek izleme yapıldığında, şebeke yaşına ve ekipman kalitesine göre sızıntı oranları çoğunlukla %0,1–0,5 aralığında ölçülmektedir. Çok yüksek küresel ısınma potansiyeline sahip bu gazda sağlanacak tasarruf, özellikle büyük ekipman filolarına sahip şirketler için kayda değer bir maliyet avantajı yaratacaktır.

İkinci olarak, şeffaf ve güvenilir emisyon raporlaması AB finansman mekanizmalarına erişimi doğrudan kolaylaştırmaktadır. TEHA Group'un (2024) derlediği Eurelectric verileri<sup>20</sup> Avrupa'da dağıtım altyapısına yönelik yıllık yatırım ihtiyacının 2024-2050 döneminde 2023 düzeyine kıyasla yüzde seksen artarak ortalama 65 milyar Euro'ya ulaşacağını göstermektedir; bu da ölçülebilir ve denetlenebilir sürdürülebilirlik verisine sahip şirketlerin finansman avantajı elde etme potansiyelini belirgin biçimde artırmaktadır.

Üçüncü olarak, CDP kapsamında en yüksek performans seviyesinde derecelendirme elde eden kuruluşların deneyimi somut bir örnek sunmaktadır. Bu kuruluşların kurumsal itibarına ve yatırımcı güvenine olumlu yansıyan söz konusu başarı, dolaylı olarak tedarikçi müzakerelerinde ve yatırımcı ilişkilerinde daha güçlü bir konum elde edilmesini sağlamaktadır.

TEHA Group'un (2024) kapsamlı analizi, dağıtım şebekesine yapılan her bir Euro'luk yatırımın ekonomik ekosisteme yaklaşık iki Euro'luk katma değer ürettiğini ortaya koymaktadır. Bu bulgular çerçevesinde, emisyon yönetimi altyapısına yapılan yatırımların salt bir uyum maliyeti olarak değil; sektörün uzun vadeli rekabetçiliğini ve sürdürülebilirliğini destekleyen stratejik bir değer yaratma unsuru olarak değerlendirilmesi gerekmektedir.

Metodoloji yatırımının finansal getirisini değerlendirirken, doğrudan maliyet tasarrufuna ek olarak dolaylı getiri kanalları da dikkate alınmalıdır:

Kaçınılan maliyet (avoided cost): Standart bir metodoloji olmaksızın her EDAŞ'ın kendi çözümünü geliştirmesi gerekeceğinden, 21 ayrı şirkette tekrarlanan danışmanlık, yazılım ve eğitim maliyetleri ortaya çıkacaktır. Ortak metodoloji bu çarpan etkisini ortadan kaldırır.

Düzenleyici uyum avantajı: TSRS 2 kapsamında emisyon açıklaması yapması gereken halka açık grup şirketleri için hazır bir altyapı sunulması, şirket başına ayrı uyum maliyetini büyük ölçüde düşürür.

Bilgi asimetrisi azalması: Sektör genelinde karşılaştırılabilir veri üretimi, EPDK ve ETKB ile yapılan tarife ve yatırım müzakerelerinde EDAŞ'ların pozisyonunu güçlendirir, veri temelli argüman üretme kapasitesi oluşturur.

<sup>20</sup> TEHA Group & Enel (2024). *The Role of Electricity Distribution for a Safe Energy Transition: Achievements and a new season of major investments in grids for decarbonization, safety and quality of electricity service*. Executive Summary, September 2024.

Finansal fizibilite değerlendirmesinin önemli bir boyutunu AB Taksonomi Tüzüğü<sup>21</sup> kapsamındaki yeşil yatırım kriterleri oluşturmaktadır. AB Taksonomi Tüzüğü, hangi ekonomik faaliyetlerin çevresel açıdan sürdürülebilir sayılacağını belirlemekte; bu çerçevede şebeke modernizasyonu, kayıp azaltımı ve yenilenebilir enerji entegrasyonuna yönelik elektrik dağıtım yatırımları potansiyel olarak yeşil finansman kapsamına girmektedir. Emisyon hesaplama ve raporlama metodolojisine sahip olmak, bu finansman kanallarına erişimin ön koşullarından birini oluşturmaktadır. Dolayısıyla ortak hesaplama yöntemine geçiş için yapılacak yatırım, yalnızca bir uyum gideri olarak değil; daha büyük ölçekli finansman fırsatlarına açılan stratejik bir geçit olarak değerlendirilmelidir. Elektrik dağıtım şirketinin varlıklarını (şebeke altyapısı, trafo merkezleri vb.) borç ve öz sermaye kullanarak finanse etmek için ödemeyi beklediği ortalama oran olarak kısaca tariflenebilecek Emisyon verilerini standart ve doğrulanabilir biçimde raporlayan şirketler, AB Taksonomi uyumlu yeşil tahvil ve uluslararası finansman kuruluşlarının (EBRD, EIB vb.) tercihi koşullu kredilerine erişimde avantajlı konuma gelebilmekte, bu durum söz konusu şirketlerin etkin sermaye maliyetini (WACC) olumlu yönde etkileme potansiyeli taşımaktadır...

Karbon fiyatlaması mekanizmalarının Türkiye'deki olası ilerleyişi de finansal analiz açısından göz önünde bulundurulmalıdır. Türkiye'nin AB Yeşil Mutabakat Eylem Planı<sup>22</sup> kapsamında Emisyon Ticareti Sistemi (ETS) benzeri bir karbonlama mekanizmasına geçiş olasılığı değerlendirilmektedir. Böyle bir mekanizmanın hayata geçmesi durumunda, emisyon verilerini sistematik olarak izleyen ve raporlayan şirketler hem uyum maliyetlerini öngörebilir hem de emisyon azaltım sertifikalarından gelir elde edebilir hale gelecektir. Bu bağlamda, bugünden sağlam bir emisyon muhasebesi altyapısı kurmak, ilerleyen dönemde kritik bir rekabet avantajı yaratabilir.

AB F-Gazı Tüzüğü'nün<sup>23</sup> 2024 yılında yenilenmesi, SF<sub>6</sub> içeren elektrik şalt ekipmanlarına ilişkin teknik ve finansal riskleri belirgin biçimde artırmıştır. Yenilenen çerçevede, florlu sera gazı içeren yeni elektrik şalt ekipmanlarına yönelik kısıtlar ekipmanın gerilim seviyesi ve uygulama türüne göre kademeli olarak devreye alınmaktadır. Avrupa Komisyonu'nun uygulama açıklamalarına göre, orta gerilim seviyesindeki belirli ekipman gruplarında 1 Ocak 2026, 1 Ocak 2028 ve 1 Ocak 2030 tarihlerinden itibaren farklı yasak ve kısıt takvimleri öngörülmektedir. Ayrıca, belirli koşullar altında 1 Ocak 2035'ten sonra mevcut ekipmanların teknik bakım ve onarım hizmetleri kapsamında yalnızca geri kazanılmış veya geri dönüştürülmüş gaz kullanımına izin verilmesi söz konusudur. Bu durum, SF<sub>6</sub> içeren ekipmanların orta vadede tedarik, maliyet, bakım ve yenileme stratejileri bakımından daha sıkı bir değerlendirmeye tabi olacağını göstermektedir. Türkiye'nin AB ile ticaret ilişkileri, ekipman tedarik zinciri yapısı ve teknik mevzuat uyum eğilimleri dikkate alındığında, bu gelişmelerin dağıtım sektörünü de orta vadede doğrudan etkilemesi

<sup>21</sup> European Parliament & Council. (2020). *Regulation (EU) 2020/852 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment (EU Taxonomy Regulation)*. Brussels: Official Journal of the European Union.

<sup>22</sup> T.C. Cumhurbaşkanlığı. (2021). *Avrupa Yeşil Mutabakatına Uyum: Türkiye Yeşil Mutabakat Eylem Planı*. Ankara.

<sup>23</sup> European Parliament & Council. (2024). *Regulation (EU) 2024/573 on fluorinated greenhouse gases, repealing Regulation (EU) No 517/2014*. Brussels: Official Journal of the European Union.



beklenmektedir<sup>24</sup>. Türkiye'deki Florlu Sera Gazlarına İlişkin Yönetmelik (RG 32693, 15.10.2024) SF<sub>6</sub> içeren elektrik şalt ekipmanlarına yönelik henüz bir piyasaya arz kısıtlaması içermemektedir. Ancak yönetmeliğin AB F-Gazı Tüzükleriyle (2014/517 ve 2024/573) uyum çerçevesinde hazırlanmış olması, bu kısıtlamaların ilerleyen dönemde ulusal mevzuata yansımalarının gündemde olduğuna işaret etmektedir. Bu nedenle sektörün SF<sub>6</sub> ekipman yenileme planlamasını yalnızca tedarik zinciri riski değil, orta vadeli yasal uyum riski perspektifinden de ele alması önerilmektedir.

Bu çerçevede, mevcut SF<sub>6</sub> envanterinin sistematik biçimde izlenmesi yalnızca sera gazı emisyonlarının raporlanması açısından değil; aynı zamanda ekipman yenileme planlaması, gaz yönetimi, bakım yaklaşımı ve teknoloji geçişlerinin zamanlaması açısından da kritik bir veri altyapısı oluşturmaktadır. Bu çerçevede, mevcut SF<sub>6</sub> envanterinin sistematik biçimde izlenmesi yalnızca sera gazı emisyonlarının raporlanması açısından değil; aynı zamanda ekipman yenileme planlaması, gaz yönetimi, bakım yaklaşımı ve teknoloji geçişlerinin zamanlaması açısından da kritik bir veri altyapısı oluşturmaktadır.

**Hata! Başvuru kaynağı bulunamadı.**'de SF<sub>6</sub> içeren ekipmanlar ile SF<sub>6</sub>-sız ikame teknolojilerini; teknik olgunluk, örnek üreticiler ve dönüşüm önceliği boyutlarıyla birlikte değerlendirmektedir. Bu karşılaştırma tablosu sayesinde, farklı ekipman gruplarında ikame seçeneklerinin olgunluk düzeyi ve uygulama uygunluğu daha sistematik biçimde değerlendirilebilmektedir. Avrupa Komisyonu'nun teknik değerlendirmeleri, özellikle orta gerilim şalt ekipmanlarında SF<sub>6</sub>-sız alternatiflerin son yıllarda önemli ölçüde geliştiğini ve pek çok uygulama için ticari seçeneklerin oluştuğunu göstermektedir<sup>25</sup>.

**Tablo 8. Kaçak Akım Kesici/Ayırıcı Alternatifleri**

| Ekipman Türü                                             | Gerilim     | SF <sub>6</sub> -sız İkame Teknoloji                                                      | GWP                   | Durum  | Örnek Üreticiler                                                   | Teknik Değerlendirmeler                                                         | Dönüşüm Önceliği |
|----------------------------------------------------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|--------|--------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| <b>OG Ring Main Unit (RMU), SF<sub>6</sub> yalıtımlı</b> | ≤36 kV      | Kuru hava + vakum kesici                                                                  | 0 (Sıfır)             | Ticari | ABB AirPlus, Schneider AirSeT, Siemens Blue GIS, SFA Electric      | Ticari alternatifler olgunlaşmıştır; dönüşüm için en uygun ekipman gruplarından | Yüksek           |
| <b>OG Kesici / Ayırıcı, SF<sub>6</sub> yalıtımlı</b>     | ≤36 kV      | Katı yalıtımlı şalt (SIS) + vakum                                                         | 0 (Sıfır)             | Ticari | Avrupa'da farklı üreticiler tarafından ticari olarak sunulmaktadır | Teknik geçiş mümkündür; proje bazlı değerlendirme gerektirir.                   | Orta-Yüksek      |
| <b>YG GIS, SF<sub>6</sub> yalıtımlı (72,5–170 kV)</b>    | 72,5–170 kV | Temiz hava (sentetik hava) veya floronitril (C <sub>4</sub> F <sub>7</sub> N) karışımları | 0 veya yaklaşık 2.100 | Ticari | Siemens Clean Air, GE g <sup>3</sup> , Hitachi EconIQ              | Alternatifler mevcuttur; alan ve maliyet etkisi daha belirgindir.               | Orta             |

<sup>24</sup> European Commission, *FAQ on switchgear as regulated by the F-gas Regulation (EU) 2024/573*.

<sup>25</sup> European Commission, *Briefing paper: SF<sub>6</sub> and alternatives in electrical switchgear and related equipment*.



| Ekipman Türü                                  | Gerilim    | SF <sub>6</sub> -sız İkame Teknoloji                   | GWP            | Durum          | Örnek Üreticiler                                               | Teknik Değerlendirmeye                                    | Dönüşüm Önceliği |
|-----------------------------------------------|------------|--------------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------|
| <b>YG Kesici, SF<sub>6</sub> (245–420 kV)</b> | 245–420 kV | Floronitril karışımları; vakum (geliştirme aşamasında) | Yaklaşık 2.100 | Sınırlı ticari | 245 kV düzeyinde pilot ve sınırlı ticari uygulamalar mevcuttur | Teknik geçiş mümkündür; ticari olgunluk henüz sınırlıdır. | Düşük-Orta       |

Mevcut ekipman envanterinin bu çerçevede sınıflandırılması, yalnızca toplam gaz miktarının izlenmesine değil; aynı zamanda hangi ekipman gruplarında ikame seçeneklerinin daha olgun, hangi gruplarda ise teknik ve ticari belirsizliklerin daha yüksek olduğunun görülmesine de imkân sağlamaktadır. Bu yaklaşım, varlık yönetimi ve yenileme planlamasında SF<sub>6</sub> kaynaklı risklerin daha görünür hale getirilmesine katkı sağlayacaktır.

Üretici dokümanları ve teknik şartnameler, özellikle orta gerilim RMU sınıfındaki hermetik kapalı SF<sub>6</sub> ekipmanlarda düşük kaçak oranlarının hedeflendiğini göstermektedir. ABB<sup>26</sup> SafeLink dokümanlarında hermetik kapalı yapı vurgulanırken, Eaton<sup>27</sup> RVAC kataloglarında yıllık gaz kaçak oranının normal çalışma koşullarında %0,05'in altında olduğu belirtilmektedir. Yerli/yerel kaynaklarda da benzer performans kriterleri yer almakta; SFA<sup>28</sup> Electric'in 36/40,5 kV SF<sub>6</sub> gaz yalıtımlı RMU çözümünde yıllık kaçak oranının %0,5'ten az olduğu, TEİAŞ<sup>29</sup> teknik şartnamesinde ise SF<sub>6</sub> gaz yalıtımlı şalt donanımı için bu oranın %0,5'i aşmaması gerektiği ifade edilmektedir. Bu veriler, SF<sub>6</sub> envanterinin ekipman sınıfı, üretici dokümanları ve teknik şartname kriterleriyle birlikte değerlendirilmesi gerektiğini göstermektedir. Bu tür veriler, SF<sub>6</sub> envanterinin yalnızca teorik varsayımlarla değil, ekipman sınıfı ve üretici verileriyle desteklenmesinin daha sağlıklı bir yaklaşım olduğunu göstermektedir.

Bu nedenle, şirket bazlı envanter çalışmalarında mümkün olduğu ölçüde ekipman türü, gerilim seviyesi, üretici bilgisi, bakım geçmişi ve gaz tamamlama kayıtlarının birlikte değerlendirilmesi önerilmektedir. Böyle bir yaklaşım, yalnızca emisyon muhasebesinin doğruluğunu artırmakla kalmayacak; aynı zamanda orta ve uzun vadeli yenileme kararlarının daha teknik ve savunulabilir bir zeminde oluşturulmasına katkı sağlayacaktır.

#### 4.3. Çevresel Etki Analizi

Önerilen metodolojinin en doğrudan çevresel etkisi, sektörün toplam sera gazı emisyonu profilinin görünür ve izlenebilir kılınmasıdır. Bu metodoloji, başta SF<sub>6</sub> olmak üzere yüksek küresel ısınma potansiyeli taşıyan gazların izlenmesini standartlaştırmaktadır. IPCC AR6 rehberlerine göre SF<sub>6</sub>'nın 100 yıllık küresel ısınma potansiyeli karbondioksitin yaklaşık 24.300 katıdır; bu nedenle küçük miktarlardaki kaçaklar bile son derece ciddi iklim etkileri doğurabilmektedir. Bu nedenle doğru ve sistematik izlemenin, emisyon azaltım

<sup>26</sup> ABB, *SafeLink Installation and Operating Instructions*.

<sup>27</sup> Eaton, *RVAC 12/24 kV Gas Insulated RMU Catalog*.

<sup>28</sup> SFA Electric, *36/40.5kV Solutions – SF<sub>6</sub> Gas Insulated RMU (Secondary)*.

<sup>29</sup> Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ). *Yüksek Gerilim SF<sub>6</sub> Gaz Yalıtımlı Şalt Donanımı Teknik Şartnamesi*. NİSAN 2020

çabalarının hem etkinliğini hem de güvenilirliğini belirleyecek kritik bir etken olduğu değerlendirilmektedir.

Çevresel etki değerlendirmesi kapsamında enerji kayıpları da önemli bir odak noktası oluşturmaktadır. Kapsam 2 emisyonlarına dağıtım kayıp kaynaklı emisyonların sistematik biçimde dahil edilmesi, söz konusu teknik kayıpları görünür kılmakta ve zamanla azaltılmasına yönelik güçlü teşvikler yaratmaktadır. Bu yaklaşım, TEHA Group (2024) tarafından da ifade edildiği üzere, dağıtım şebekelerinin modernizasyonu ve enerji verimliliğinin artırılması şebeke yatırımlarının getiri potansiyelini doğrudan yükseltmekte; sistematik emisyon takibi ise bu azaltımı ölçülebilir ve raporlanabilir kılarak gelecekteki yatırım kararlarını desteklemektedir..

E.DSO'nun iklim dayanıklılığı çerçevesi<sup>30</sup> dağıtım şirketlerinin iklim değişikliğinin fiziksel etkilerine maruz kalan, bir nevi mağduru olduğuna dikkat çekmektedir. Bu çerçeve kapsamında E.DSO, dağıtım şebekeleri için sağlamlık, yedeklilik, güvenilirlik ve acil müdahale kapasitesini ölçen 71 iklim dayanıklılığı göstergesi tanımlamıştır. Söz konusu göstergeler; taşkına dayanıklı saha yüzdesi, vejetasyon yönetiminden geçirilmiş havai hat oranı ve iklim koşullarına uyarlanmış varlık yüzdesi gibi parametreleri kapsamaktadır. E.DSO'nun önerisi, bu ölçüm metriklerinin dağıtım operatörleri arasında tutarlı biçimde paylaşılmasının güçlü ve veriye dayalı bir düzenleyici diyaloga zemin hazırlayacağı yönündedir. Önerilen emisyon metodolojisi de benzer bir mantıkla, standartlaştırılmış bir veri altyapısı oluşturarak sektörün hem emisyon azaltımı hem de iklim koşullarına uyum kapasitesini güçlendirmektedir.

Eurelectric'in COP30 öncesindeki pozisyon belgesine göre<sup>31</sup> 2024 yılı AB enerji sektörünün en düşük emisyon değerini kaydettiği yıl olmuş; sektör emisyonları bir önceki yıla göre yüzde on beş düşmüş, yenilenebilir kaynakların payı yüzde kırk sekize yükselmiş ve fosil yakıtların payı tarihinin en düşük seviyesi olan yüzde yirmi sekize gerilemiştir.

Türkiye'nin 2053 net sıfır hedefi<sup>32</sup> bağlamında ele alındığında, elektrik dağıtım sektörünün kapsamlı ve standartlaştırılmış emisyon yönetimi ile emisyonlarını izlemesi ve yönetmesi Türkiye'nin ulusal iklim hedeflerine ulaşılmasına da katkı sağlayacaktır. Sektör genelinde karşılaştırılabilir emisyon verilerinin üretilmesi, politika yapıcılara hedef koyma, ilerlemeyi izleme ve düzenleyici çerçeveleri daha etkin biçimde tasarlama konusunda kritik bir bilgi altyapısı sunacaktır.

SF<sub>6</sub> emisyonlarının azaltılmasına yönelik uluslararası baskı giderek güçlenmektedir. AB F-Gazı Tüzüğü çerçevesinde 2031'den itibaren SF<sub>6</sub> içeren yeni şalt ekipmanlarının AB pazarında kullanımı kısıtlanmakta; bu durum alternatif yalıtım teknolojilerine (vakumlu kesiciler, hava izolasyonlu ekipmanlar, CO<sub>2</sub> tabanlı çözümler) geçişi zorunlu kılmaktadır. Türkiye elektrik dağıtım sektörünün bu dönüşüme hazırlanabilmesi için mevcut SF<sub>6</sub> envanterinin eksiksiz ve doğru biçimde izlenmesi, en yüksek kaçak riskine sahip ekipmanların tespit edilmesi ve yenileme planlarının emisyon verisine dayandırılması

<sup>30</sup> E.DSO Position Paper Climate Resilience Metrics for Electricity Grids Brussels, 2024

<sup>31</sup> Eurelectric (2025). Belém bound: Eurelectric views ahead of COP30. Position Paper, October 2025.

<sup>32</sup> [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Turkiye\\_Long\\_Term\\_Climate\\_Strategy.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Turkiye_Long_Term_Climate_Strategy.pdf)

gerekmektedir. Önerilen metodoloji, bu stratejik dönüşümün veri altyapısını doğrudan sağlamaktadır.

Türkiye'nin sera gazı izleme yükümlülükleri kapsamında, 2012 yılında yürürlüğe giren Sera Gazlarının Takibi Hakkında Yönetmelik<sup>33</sup> çerçevesinde belirli eşik değerlerin üzerindeki emisyon kaynaklarının raporlanması zorunluluğu bulunmaktadır. Elektrik dağıtım şirketlerinin bu yönetmelik kapsamında yükümlülükleri bulunmasa da önerilen kurumsal karbon ayak izi metodolojisi ile faaliyet verisi, emisyon faktörü ve hesaplama metodolojisine dayalı yaklaşımlar gibi önemli bir sinerji mevcuttur. Bu kapsamda da standartlaştırılmış bir kurumsal emisyon hesaplama metodolojisinin geliştirilmesi, yasal raporlama süreçleri ile uyumu kolaylaştıracaktır.

#### 4.4. Kurumsal ve Operasyonel Etkiler

Kurumsal ve operasyonel etkiler değerlendirildiğinde, önerilen metodolojinin sektördeki kurumsal kapasiteyi kayda değer biçimde güçlendireceği öngörülmektedir.

Anket bulguları 21 şirketten 16'sının aktif bir karbon ayak izi çalışması yürüttüğünü ortaya koymakla birlikte, bu şirketler arasındaki hesaplama kapsamı ve metodolojik yaklaşım farklılıkları sektör genelinde anlamlı karşılaştırma yapılmasını güçleştirmektedir.

Standart bir metodolojinin benimsenmesi hem henüz sistem kurmamış şirketlere hazır ve işlevsel bir çerçeve sunacak hem de mevcut uygulamalarını geliştirmek isteyen şirketler için ortak bir referans oluşturacaktır.

Operasyonel açıdan ele alındığında, metodoloji; veri toplama süreçlerinin sistematik hale getirilmesini, iç kontrol mekanizmalarının güçlendirilmesini ve kuruluş genelinde sürdürülebilirlik ekiplerinin kapasitesinin artırılmasını doğrudan desteklemektedir.

Bu bağlamda, bazı kuruluşların uygulamaları somut ve iyi uygulama örnekleri sunmaktadır. CBS tabanlı SF<sub>6</sub> envanter takibinin emisyon hesaplamalarına entegre edilmesi ve IEC 62271-1 standardının referans alınması sayesinde, operasyonel izleme ile kurumsal raporlama arasında güçlü ve izlenebilir bir bağ kurulabilmektedir. Bu tür yaklaşımların yaygınlaştırılması, sektör genelinde operasyonel verimlilik ve veri kalitesi standartlarının yükselmesine katkı sağlayacaktır.

Benzer şekilde, Kapsam 3 emisyonlarının çok sayıda kategoriye kapsayacak şekilde geniş bir çerçevede ele alınması, daha bütüncül bir kurumsal karbon yönetimi yaklaşımının mümkün olduğunu göstermektedir. Bu tür kapsamlı uygulamalar, sektör genelinde referans alınabilecek bir model niteliği taşımakta ve standardizasyon çalışmalarına önemli bir katkı sunmaktadır.

Sürdürülebilirlik raporlamasında standardizasyon sağlanması, EDAŞ'ların düzenleyici otoriteler, yatırımcılar ve tedarikçilerle olan ilişkilerini de olumlu yönde dönüştürecektir. Kurumsal yönetim perspektifinden bakıldığında, güvenilir ve standart emisyon verilerinin varlığı; yönetim kurullarının ve üst yönetimin iklimle ilgili riskleri daha bilinçli bir şekilde

<sup>33</sup> T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı. (2014). *Sera Gazlarının Takibi Hakkında Yönetmelik*. Resmî Gazete, 17 Mayıs 2014, Sayı: 29003.

değerlendirmesini mümkün kılarken, bilinçli ve doğru bilgiye dayalı stratejik kararların alınmasını da kolaylaştırmaktadır.

ELDER koordinasyonu çerçevesinde geliştirilen metodolojinin, sektörde kolektif bir öğrenme platformu olarak da işlev görmesi hedeflenmektedir. Ortak bir metodoloji aracılığıyla şirketlerin kıyaslama (benchmarking) yapabilmesi, en iyi uygulamaları paylaşabilmesi ve sektör genelinde emisyon yönetimi kapasitesini birlikte geliştirebilmesi mümkün hale gelecektir. Euroelectric'in 2025-2027 dönemine ait başkanlık manifestosu<sup>34</sup> da bu görüşü destekler nitelikte olup elektrik sektöründe dijital dönüşüm ve veri yönetimi kapasitesinin güçlendirilmesini stratejik önceliklerinden biri olarak belirlemiştir.

Türkiye Sürdürülebilirlik Raporlama Standartları (TSRS), Kamu Gözetimi Muhasebe ve Denetim Standartları Kurumu (KGK) tarafından 2024 yılında yayımlanmış olup IFRS S1 ve IFRS S2 standartlarıyla eşdeğer bir çerçeve oluşturmaktadır. TSRS 1<sup>35</sup>, genel sürdürülebilirlik bildirimlerine ilişkin gereklilikleri; TSRS 2<sup>36</sup> ise iklimle ilgili finansal açıklamaları kapsamaktadır. Söz konusu standartlar, Borsa İstanbul'da işlem gören şirketler ile Sermaye Piyasası Kurulu'nun (SPK) belirttiği kapsamdaki<sup>37</sup> kuruluşlar için uygulanması beklenen düzenleyici bir çerçeve oluşturmaktadır.

Türkiye'deki elektrik dağıtım şirketlerinin bir kısmı, halka açık holdinglerin veya borsada işlem gören şirketlerin iştiraki konumundadır. Bu durum, söz konusu EDAŞ'ların faaliyetlerinden kaynaklanan emisyon verilerini; ana ortaklarının TSRS 2 kapsamında hazırlamak zorunda olduğu iklimle ilgili finansal açıklamalarla doğrudan ilişkilendirmektedir. TSRS 2'nin yönetilen ve maruz kalınan iklim riskleri, sera gazı emisyon envanteri ve emisyon azaltım hedefleri konularında kapsamlı açıklamalar gerektirdiği dikkate alındığında; grup şirketlerinin konsolide sürdürülebilirlik raporlamasının güvenilir, standart ve doğrulanabilir EDAŞ-düzeyi emisyon verisine dayandırılması kaçınılmaz hale gelmektedir.

Bu bağlamda, metodoloji halka açık ana ortağı bulunan EDAŞ'lar için aynı olmakla birlikte; halka açık ana ortağa bağlı EDAŞ'lar açısından TSRS 2 uyum yükümlülükleri nedeniyle metodolojinin hayata geçirilmesi daha acil bir öncelik taşımaktadır.

TSRS 2'nin gerektirdiği Kapsam 1, Kapsam 2 ve uygulanabilir durumlarda Kapsam 3 emisyon açıklamaları, ancak ISO 14064 ve GHG Protocol ile uyumlu, doğrulanabilir bir hesaplama altyapısı üzerinden karşılanabilir. Bu nedenle söz konusu şirketler için metodoloji yatırımı aynı zamanda TSRS uyum yatırımı anlamına gelmektedir.

<sup>34</sup> Eurelectric Presidency Manifesto 2025-2027

<sup>35</sup> Kamu Gözetimi Muhasebe ve Denetim Standartları Kurumu (KGK). (2024). *Türkiye Sürdürülebilirlik Raporlama Standardı 1: Genel Sürdürülebilirlik Bildirimlerine İlişkin Gereklilikler (TSRS 1)*. Ankara: KGK. <https://kgk.gov.tr>

<sup>36</sup> Kamu Gözetimi Muhasebe ve Denetim Standartları Kurumu (KGK). (2024). *Türkiye Sürdürülebilirlik Raporlama Standardı 2: İklimle İlgili Bildirimler (TSRS 2)*. Ankara: KGK. <https://kgk.gov.tr>

<sup>37</sup> Sermaye Piyasası Kurulu (SPK). (2023). *Kurumsal Yönetim Tebliği (II-17.1) ve Sürdürülebilirlik İlkeleri Uyum Çerçevesi*. Ankara: SPK.

AB Kurumsal Sürdürülebilirlik Raporlama Direktifi (CSRD)<sup>38</sup> de bu bağlamda dolaylı bir baskı unsuru oluşturmaktadır. CSRD, AB pazarında faaliyet gösteren ve belirli büyüklük eşiklerini aşan şirketler ile AB'de işlem gören şirketlerin iştirakleri için ayrıntılı sürdürülebilirlik raporlaması yükümlülükleri getirmektedir. Türkiye'nin AB elektrik mevzuatına uyum süreci çerçevesinde dağıtım sektörüne yönelik düzenleyici beklentilerin giderek güçlenmesi ve Türkiye'nin AB üyelik süreci göz önünde bulundurulduğunda, CSRD gerekliliklerinin orta vadede sektörü de etkisi altına alabileceği değerlendirilmektedir. Bu perspektiften bakıldığında, bugün geliştirilecek olan ortak emisyon hesaplama metodolojisi hem TSRS hem de olası CSRD uyumu için önemli bir altyapı görevi görecektir.

SPK'nın sürdürülebilirlik ilkeleri uyum çerçevesi kapsamında halka açık şirketlerin iklimle ilgili risklerini, fırsatlarını ve emisyon verilerini yıllık faaliyet raporlarında açıklaması beklenmektedir. Bu gereklilik; borsada işlem gören ana ortağa bağlı EDAŞ'ların, emisyon hesaplama metodolojisini yalnızca çevresel bir zorunluluk olarak değil aynı zamanda kurumsal yönetim ve yatırımcı şeffaflığı açısından da bir gereklilik olarak ele almasını zorunlu kılmaktadır. Önerilen ortak metodoloji, bu gerekliliklerin yerine getirilmesinde doğrudan bir destek mekanizması işlevi görmektedir.

#### 4.5. Sosyal Etki Değerlendirmesi

Önerilen metodolojinin sosyal etkileri hem sektör içi paydaşlar hem de genel kamuoyu açısından değerlendirilmelidir. Emisyon şeffaflığının artırılması; şirketlerin çevresel hesap verebilirliğine ilişkin kamuoyu güvenini pekiştirmekte ve nihayetinde tüketici memnuniyetine olumlu yansıtılabilmektedir. Bu bağlamda sektörün, toplumun iklim kaygılarına duyarlı olduğunu ve somut adımlar attığını kanıtlaması büyük önem taşımaktadır.

İstihdam ve kapasite geliştirme boyutundan ele alındığında, metodolojinin hayata geçirilmesinin sürdürülebilirlik, çevre yönetimi ve veri analizi alanlarında uzmanlaşmış personele olan talebi artıracağı öngörülmektedir. Bu durum, başta sürdürülebilirlik ekiplerinin güçlendirilmesi olmak üzere nitelikli istihdam yaratma ve mesleki kapasite geliştirme açısından önemli fırsatlar sunmaktadır.

Sektörün genç ve nitelikli uzmanları çekme kapasitesine katkı sağlayacak bu gelişme, aynı zamanda kurumsal çekiciliğin artmasına da destek olacaktır. Nitekim anket bulguları, kurumsal olgunluk seviyesi yüksek olan kuruluşlarda sürdürülebilirlik çalışmalarının bütünsel yapılar (örneğin sürdürülebilirlik müdürlükleri) aracılığıyla sistematik biçimde yürütüldüğünü; buna karşılık bazı kuruluşlarda ise bu kapasitenin henüz oluşturulma aşamasında olduğunu göstermektedir.

Adil enerji geçişi<sup>39</sup> ilkesi, elektrik sektörünün karbonsuzlaştırılmasının güvenilir ve uygun fiyatlı enerji erişiminden ödün vermeksizin gerçekleştirilmesini zorunlu kılmaktadır;

<sup>38</sup> European Parliament & Council. (2022). *Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD) — Directive 2022/2464/EU*. Brussels: Official Journal of the European Union.

<sup>39</sup> Adil enerji geçişi (just energy transition), enerji sisteminin karbonsuzlaştırılması sürecinde güvenilir ve uygun fiyatlı enerji erişiminin sağlanmasını, dezavantajlı kesimlerin korunmasını ve toplumsal faydaların

Eurelectric'in COP30 pozisyon belgesi (2025) de bu gerekliliği açıkça ortaya koymaktadır. Önerilen metodoloji bu ilkeyle doğrudan örtüşmektedir: Emisyon izlemenin sistematik hale getirilmesi, dağıtım kayıp oranlarının görünür kılınmasını ve azaltılmasına yönelik teşviklerin güçlenmesini sağlamakta; bu da uzun vadede şebeke verimliliğini artırarak sistem maliyetlerini düşürmekte ve tüketici faturalarına olumlu yansımaktadır. Ayrıca, metodolojinin Türkiye'nin Avrupa Yeşil Mutabakatı ile uyum sürecini desteklediği vurgulanmalıdır. Türkiye'de elektrik dağıtım sektörünün şeffaf ve hesap verebilir bir karbon yönetim altyapısına kavuşması; Türk işletmelerinin Avrupa pazarlarına entegrasyonunu güçlendirecek, yeşil finansmana erişim kanallarını genişletecektir. Örneğin AB Taksonomi Tüzüğü, yeşil tahvil ve çevre odaklı kredi mekanizmaları; desteklenen proje ya da şirketin sera gazı emisyonlarını ölçebilir, raporlayabilir ve doğrulatabilir olmasını ön koşul olarak öngörmektedir. Şebeke modernizasyonu, kayıp azaltımı ve yenilenebilir enerji entegrasyonuna yönelik dağıtım yatırımları, bu çerçevede potansiyel olarak Taksonomi uyumlu kabul edilebilmekte; ancak buna hak kazanabilmek için ölçülebilir ve bağımsız denetlenebilir emisyon verisi zorunludur. Standart bir emisyon hesaplama metodolojisine sahip olmak, EDAŞ'lara bu finansman aracı kapsamında kolaylık sağlayacaktır.

Metodolojinin toplumsal etkisini güçlendirecek önemli bir boyut, enerji yoksulluğu ve erişilebilirlik konusundaki verilerle bütünleştirilme potansiyelidir. Sistemli emisyon izleme, dağıtım kayıplarının coğrafi dağılımını görünür kılarak altyapı yatırımlarının önceliklendirilmesine katkı sağlayabilir; bu da özellikle kırsal ve düşük gelirli bölgelerde hizmet kalitesinin iyileştirilmesiyle doğrudan ilişkilidir. Eurelectric'in adil enerji geçişine yönelik perspektifi<sup>40</sup> bu noktada güçlü bir kavramsal çerçeve sunmaktadır: Enerji geçişi yalnızca teknik bir dönüşüm değil, toplumsal bir sorumluluktur ve emisyon şeffaflığı bu sorumluluğun somutlaştırılmasında temel bir araçtır.

ELDER koordinasyonu ile geliştirilen metodoloji ayrıca bir sektörel öğrenme ekosistemi yaratma potansiyeline sahiptir. Ortak raporlama çerçevesi aracılığıyla farklı büyüklük ve olgunluk düzeyindeki şirketlerin deneyimlerini karşılaştırmalı olarak değerlendirebilmesi; en iyi uygulamaların hızla yayılmasını ve sektörde kolektif bir kapasite inşasını mümkün kılmaktadır. Bu yaklaşım, yalnızca büyük ve olgun şirketlerin liderlik ettiği bir uygulama sürecinin ötesine geçerek tüm ölçeklerdeki EDAŞ'ların eşit düzeyde gelişimine katkı sağlamaktadır.

## 5. RİSK ANALİZİ VE ENGELLER

Ortak emisyon hesaplama metodolojisinin geliştirilmesi ve sektör genelinde uygulanmasının önünde çeşitli riskler ve engeller bulunmaktadır. Bu riskler; teknik ve veri kaynaklı, operasyonel ve regülasyon/kurumsal olmak üzere üç ana başlık altında değerlendirilmiş, her bir risk için olasılık ve etki düzeyleri belirlenmiş, alınabilecek önlemler de ortaya konulmuştur. Ayrıca bu başlık altındaki analizlere esas risk

adil dağılımını ifade etmektedir (Eurelectric-2020, Shaping a Just Transition Fund fit for purpose; ILO-2015, Guidelines for a just transition towards environmentally sustainable economies and societies for all)

<sup>40</sup> Eurelectric (2020) Shaping a Just Transition Fund fit for purpose Eurelectric position paper

değerlendirmesinde kullanılan olasılık ve etki kriterleri anket bulgularına ve fizibilite çalışması sürecinde derlenen teknik verilere dayandırılmıştır. Ortak emisyon hesaplama metodolojisinin geliştirilmesi ve sektör genelinde uygulanmasının önünde çeşitli riskler ve engeller bulunmaktadır. Bu riskler; teknik ve veri kaynaklı, operasyonel ve regülasyon/kurumsal olmak üzere üç ana başlık altında değerlendirilmiştir.

### 5.1. Teknik ve Veri Kaynaklı Riskler

Anket bulguları, SF<sub>6</sub> envanteri ve sızıntı izlemesine ilişkin veri eksikliklerinin sektörün karbon ayak izi hesaplamalarında en kritik teknik risklerden biri olduğunu ortaya koymaktadır. Katılımcı kuruluşlar arasında birden fazla farklı SF<sub>6</sub> hesaplama yaklaşımının kullanıldığı görülmektedir. Bu yaklaşımlar arasında IPCC varsayılan sızıntı oranlarına dayalı hesaplamalar, IPCC’de yer alan ilgili tablo faktörlerinin kullanımı, basınç göstergelerine dayalı izleme yöntemleri, CBS tabanlı ekipman envanterine dayalı hesaplamalar ve kuruluşların kendi bünyelerinde belirledikleri sızıntı oranları yer almaktadır. Bununla birlikte, bazı kuruluşların herhangi bir SF<sub>6</sub> izleme mekanizması uygulamadığı da tespit edilmiştir.

Bu metodolojik çeşitlilik, şirketler arasında gerçek anlamda karşılaştırılabilir emisyon sonuçları üretmeyi ciddi ölçüde güçleştirmekte, sektörde hem veri kalitesi sorunlarına hem de önemli ölçüm belirsizliklerine yol açmaktadır.

Kapsam 3 veri erişimi de teknik risk açısından önemli bir boyut oluşturmaktadır. Bazı şirketler, Kapsam 3 hesaplamalarında Ecoinvent ve İngiltere Hükümeti GHG faktörleri gibi küresel veri tabanlarına başvurmaktadır; ancak bu veri tabanları Türkiye’nin ulusal bağlamını her zaman tam olarak yansıtmamaktadır.

Şirketlerin bir kısmı görece geniş bir Kapsam 3 kapsamı uygulamakla birlikte farklı kategoriler ve metodolojiler kullanmaktadır. Kapsam 3 hesaplaması hiç yapılmayan şirketler ise karbon ayak izinin önemli bir bölümünü görünmez kılmaktadır. Veri yönetim sistemlerinin yetersizliği de bu riski besleyen önemli bir etkidir: Bazı şirketlerin sera gazı verilerini entegre kurumsal sistemler yerine Excel tablolarında tutması veri kalitesi ve doğrulanabilirlik açısından ciddi kırılmalıklar yaratmaktadır.

Temel teknik riskler şu başlıklar altında özetlenebilir:

- SF<sub>6</sub> sızıntı verilerinin güvenilirliği ve tutarlılığı: Farklı ölçüm yöntemleri, şirketler arasında gerçek anlamda karşılaştırılabilir emisyon sonuçları üretmeyi güçleştirmektedir;
- Farklı şirketlerin kayıp miktarlarını farklı yöntemlerle ölçmesi, Kapsam 2 emisyon hesaplamalarında kullanılan kayıp verilerinin şirketler arasında karşılaştırılabilirliğini kısıtlamaktadır. Kapsam 3 veri erişimi: Bazı kuruluşların Ecoinvent ve Birleşik Krallık Hükümeti GHG emisyon faktörleri gibi uluslararası veri tabanlarına başvurması, küresel veri kaynaklarının Türkiye’nin ulusal koşulları ve özgül sektör yapısı ile her zaman tam uyumlu olmayabileceğine işaret etmektedir;

- Veri yönetimi sistemlerinin yetersizliği: Bazı şirketlerin sera gazı emisyon verilerini entegre kurumsal sistemler yerine Excel tabanlı tablolarda tutması, veri kalitesi ve doğrulanabilirlik açısından önemli riskler yaratmaktadır.

Bu teknik risklerin azaltılmasına yönelik temel önlemler aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

- Ekipman düzeyinde düzenli SF<sub>6</sub> envanter takibi için standart şablonların oluşturulması,
- Kütle dengesi yaklaşımına geçiş için aşamalı bir yol haritasının geliştirilmesi ve veri eksikliği durumlarında kullanılacak varsayımların metodoloji dokümanında açıkça tanımlanması.

## 5.2. Operasyonel Riskler

Metodolojinin hayata geçirilmesindeki operasyonel riskler, şirketlerin farklı hazırlık düzeyleri ve organizasyonel kapasite farklılıklarından kaynaklanmaktadır.

Anket sonuçları, bazı kuruluşların henüz herhangi bir karbon ayak izi çalışması yürütmediğini göstermektedir. Sorumlu birimlere ilişkin bulgular da kurumsal yapılanmadaki farklılıklara işaret etmektedir: Kurumsal olgunluğu daha yüksek olan yapılarda bu faaliyetler işçi sağlığı ve iş güvenliği, çevre ve sürdürülebilirlik birimleri altında yürütülürken, bazı kuruluşlarda sorumluluğun Ar-Ge gibi farklı birimlere verildiği görülmektedir.

Operasyonel riskler birkaç kritik başlık altında ele alınabilir.

Nitelikli Personel İhtiyacı: Sürdürülebilirlik ve çevre alanında kurumsallaşmış ekipleri bulunan kuruluşlar ile yalnızca sınırlı sayıda personel görevlendiren yapılar arasındaki kapasite farkı, metodolojinin uygulanmasında tutarsızlık riskini artırmaktadır.

Veri toplama süreçlerinin karmaşıklığı: Geniş coğrafi alanlarda faaliyet gösteren ve çok bölgesel operasyonlara sahip kuruluşlarda tutarlı veri toplama süreçlerinin yönetimi operasyonel açıdan önemli bir zorluk oluşturmaktadır. Bu durum, özellikle saha verilerinin standardizasyonu ve merkezileştirilmesi açısından ilave çaba gerektirmektedir.

Ölçüm altyapısı eksiklikleri: Bazı kuruluşlar SF<sub>6</sub> sızıntı izleme kapsamında varsayılan oranlara başvururken, bazıları gaz miktarlarının ve sızıntı oranlarının net şekilde belirlenememesini temel bir engel olarak tanımlamaktadır. Ayrıca sektöre özgü ulusal rehber eksikliği, ölçüm ve hesaplama yaklaşımlarında belirsizlik yaratmaktadır. Bu durum, fiziksel ölçüm altyapısına yönelik ek yatırım ihtiyacı doğurarak operasyonel bir engel teşkil etmektedir.

Veri gizliliği ve paylaşım kısıtları: Kuruluşların bir kısmı, operasyonel verilerin paylaşımını gizlilik politikaları kapsamında sınırlamaktadır. Bu durum, sektörel karşılaştırma ve standardizasyon çalışmalarını zorlaştırmaktadır. Bu çerçevede, veri birlikte çalışabilirliği ve siber güvenlik ilkeleri doğrultusunda, veri paylaşımını mümkün kılan ancak gizliliği koruyan protokollerin geliştirilmesi kritik önem taşımaktadır.

Bu riskleri azaltmaya yönelik önerilen yaklaşımlar aşağıda sıralanmaktadır:

- Yeterli kapasitesi olmayan şirketlere öncelik tanıyan, ELDER koordinasyonunda aşamalı destek ve rehberlik programlarının hayata geçirilmesi;
- Gizlilik kaygılarını gidermeye yönelik anonimleştirilmiş ve toplulaştırılmış veri paylaşım protokollerinin geliştirilmesi;
- Veri toplama süreçlerini kolaylaştıracak standart şablon ve araçların hazırlanarak tüm şirketlere sunulması.

### 5.3. Regülasyon ve Kurumsal Riskler

Metodolojinin başarısını etkileyen regülasyon ve kurumsal riskler hem ulusal hem de uluslararası boyutlarda ele alınmalıdır. Türkiye'de elektrik dağıtım sektörüne yönelik sera gazı raporlama yükümlülükleri henüz yasal bir zorunluluk haline getirilmemiştir. Bu durum, önerilen metodolojinin gönüllülük esasına dayalı biçimde uygulanacağı anlamına gelmekte ve sektörde yaygın benimsemeyi uzun vadede kısıtlayan önemli bir risk faktörü oluşturmaktadır.

Bununla birlikte Eurelectric'in COP30 pozisyon belgesinde de açıklandığı gibi, AB'nin iklim nötr bir geleceğe yönelik politika taahhütleri giderek somut düzenleyici yükümlülüklerle dönüşmektedir; bu da Türkiye'nin AB ile uyum süreci göz önüne alındığında zorunlu raporlamanın orta vadede gündeme gelmesini kaçınılmaz kılmaktadır.

SKDM ve AB müktesebatıyla uyum süreci sektörün karşı karşıya olduğu uzun vadeli düzenleyici baskıyı artırmaktadır. Eurelectric'in Başkanlık Manifestosunda vurgulandığı üzere, elektrik sektörünün politika yapıcılarla proaktif bir iletişim kurması ve sektöre özgü ihtiyaçların düzenleyici süreçlere etkin biçimde yansıtılması büyük önem taşımaktadır. Bu yaklaşım, metodolojinin ilerleyen dönemde ulusal mevzuatla uyumu açısından da belirleyici bir rol oynayacaktır.

SKDM doğrudan elektrik dağıtım hizmetlerini kapsamamakla birlikte, SKDM'nin Türkiye ekonomisinde yaratacağı karbon fiyatlama baskısı sektörü dolaylı olarak etkileyecektir.

Dağıtım kayıplarının azaltılması, Türk sanayisinin SKDM maliyetlerini düşürmesine dolaylı katkı sağlayacaktır. Azaltılan her kWh kayıp, sanayi üreticisinin gömülü karbon hesabını iyileştirir.

Türkiye'nin iklim politikası ve şirket düzeyinde sera gazı raporlama yükümlülükleri hem uygulamanın kapsamı hem de zaman çizelgesi açısından belirsizliğini korumaktadır. Bu durum, bazı şirketlerin metodoloji yatırımlarını erteleme yoluna gitmesine neden olabilir.

TSRS kapsamı ve borsada işlem gören grup şirketleri: KGK tarafından yayımlanan TSRS 1 ve TSRS 2 standartları çerçevesinde, halka açık ana ortaklara bağlı EDAŞ'lar için iklimle ilgili finansal açıklama gereklilikleri öngörülmektedir. TSRS 2 uyumunu sağlayamayanlar hem SPK düzenleyici yaptırımlarıyla hem de yatırımcı güveni kaybıyla karşılaşabilir. Bu risk, gönüllü sektör metodolojisinin olmadığı durumda her şirketin kendi çözümünü üretmeye çalışmasına ve tutarsız açıklamalara yol açmaktadır.

AB CSRD etkisi ve dolaylı uyum baskısı: AB Kurumsal Sürdürülebilirlik Raporlama Direktifi kapsamında AB pazarında faaliyet gösteren büyük şirketler ve onların iştirakleri için

kapsamlı sürdürülebilirlik raporlama yükümlülükleri getirilmektedir. Türkiye'nin AB ile Gümrük Birliği çerçevesindeki ticaret ilişkileri ve elektrik piyasası entegrasyonu bağlamında, CSRD gerekliliklerinin Türk dağıtım sektörünü orta vadede dolaylı olarak etkisi altına alabileceği öngörülmektedir. Bu gerekliliklerle uyumsuzluk, AB finansman kaynaklarına erişim önünde ciddi bir engel oluşturabilir.

F-Gazı mevzuatı kaynaklı teknik uyum riski: 2024 yılında yenilenen AB F-Gazı Tüzüğü çerçevesinde SF<sub>6</sub> içeren yeni elektrik şalt ekipmanlarının 2031 itibaren kademeli olarak kısıtlanması, sektörde hem ekipman tedarik riski hem de Türkiye'nin AB uyum süreci kapsamında benzer kısıtların ulusal mevzuata yansması halinde ortaya çıkabilecek orta vadeli yasal uyum riski yaratmaktadır. SF<sub>6</sub> envanterini bugünden sistematik biçimde izlemeyen şirketler; alternatif ekipman geçişini planlama, yatırım maliyetlerini öngörme ve düzenleyici çerçeveye uyum sağlama konularında geç kalmış olacaktır. Önerilen metodoloji, bu riski proaktif olarak yönetmek için kritik bir araç sunmaktadır

Ulusal mevzuat boşluğu ve sektöre özgü rehber eksikliği: Türkiye'nin Sera Gazlarının Takibi Hakkında Yönetmeliği belirli eşik değerlerin üzerindeki emisyon kaynaklarına yönelik raporlama gerektirmekte; ancak elektrik dağıtım sektörüne özgü bir hesaplama rehberi henüz mevcut değildir. Bu boşluk hem metodolojik tutarsızlıkları hem de mevzuat uyum belirsizliklerini beslemektedir. Önerilen sektör metodolojisi; bu boşluğu dolduracak, gönüllü uygulama yoluyla fiilî bir sektör standardı oluşturacak ve ilerleyen dönemde düzenleyici otoritelerin referans alacağı bir çerçeveye zemin hazırlayacaktır. Türkiye Yeşil Mutabakat Eylem Planı da bu bağlamda emisyon izleme kapasitesinin güçlendirilmesini temel bir politika önceliği olarak tanımlamaktadır.

Regülasyon ve kurumsal risklerin azaltılması için başvurulabilecek başlıca stratejiler şunlardır:

- Metodoloji çerçevesinin yürürlükteki ulusal ve uluslararası standartlara (ISO 14064, GHG Protocol) açıkça dayandırılması;
- Düzenleyici taleplerin giderek sıkılaşmasına hazırlık açısından çerçevenin ileriye dönük ve esnek bir yapıda tasarlanması;
- Metodolojinin ulusal iklim politika hedefleri ve AB uyum süreçleriyle doğrudan ilişkilendirilmesi;
- Sektörün politika yapımcılarla proaktif bir iletişim kurması ve sektöre özgü ihtiyaçların düzenleyici süreçlere yansıtılması. EPDK düzenleyici çerçevesinde, SF<sub>6</sub>-sız ekipman geçişinin tarife yapısında karşılığını bulması, şebeke modernizasyonu yatırımlarının gelir tavanı modelinde tanınması konularında EPDK ile proaktif diyalog yürütülmesi; bu süreçte SF<sub>6</sub>-sız ekipmanlara ilişkin teknik şartnameleri belirleyen TEDAŞ ile de koordinasyon sağlanması
- EDAŞ'lar için bir fırsat alanı oluşturmak üzere gelir tavanı modeli içinde WACC değerinin altında bulunabilecek yeşil finansman kaynaklarına (AB Taksonomi uyumlu tahviller, EBRD/EIB kredileri) erişim potansiyelinin değerlendirilmesi.

5. ve 6.bölümde ele alınan etki ve risk analizleri konsolide olarak aşağıda özetlenmiştir.



Tablo 9. Etki ve Risk Analizi Konsolide Değerlendirme

| Alan                                   | Fırsat (Değer Yaratma)                                                                             | Risk Önleme                                                                 | Etki Büyüklüğü <sup>41</sup> | Zamanlama <sup>42</sup> |
|----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| <b>Operasyonel Maliyet</b>             | SF <sub>6</sub> kaçak tespiti: gaz geri kazanım tasarrufu; enerji kaybı tespiti, verimlilik artışı | KontROLSÜZ kaçak: yüksek SF <sub>6</sub> ikmal maliyeti; kayıp görünmezliği | Orta-Yüksek                  | Kısa-Orta Vade          |
| <b>Finansmana Erişim</b>               | AB Taksonomi uyumu: yeşil tahvil & IFI finansmanı                                                  | Yeşil finansman kriterleri karşılanmaması: yüksek fiyatlı borçlanma         | Yüksek                       | Orta Vade               |
| <b>Karbon Fiyatlaması</b>              | Emisyon envanteri: ETS/karbon vergi hazırlığı; azaltım sertifikası geliri                          | Geç hazırlık: yüksek uyum maliyeti; öngörülemeyen karbon yükümlülükleri     | Yüksek                       | Orta-Uzun Vade          |
| <b>Risk, uyum riski midir?</b>         | SF <sub>6</sub> envanteri: ekipman geçiş planı; zamanında teknoloji dönüşümü                       | 2031 kısıtına hazırlıksız yakalanma; acil değişim; maliyet patlaması        | Yüksek                       | Kısa-Orta Vade          |
| <b>Yatırımcı &amp; İtibar</b>          | CDP yüksek puan: yatırımcı güveni; kurumsal itibar artışı                                          | Şeffaflık eksikliği: ESG fonu dışında kalma; itibar riski                   | Orta                         | Kısa Vade               |
| <b>TSRS / CSRD Uyumu</b>               | Standart metodoloji: <a href="#">TSRS 2 açıklamaları</a> hazırlığı; grup raporlamasına veri        | Tutarsız veriler: SPK yaptırımı; ana ortak raporunda boşluk                 | Yüksek                       | Kısa-Orta Vade          |
| <b>SF<sub>6</sub> Emisyon Azaltımı</b> | Sistemik izleme: kaçakların erken tespiti; GWP azaltımı                                            | İzleme eksikliği: görünmez ama yüksek etkili emisyon                        | Çok Yüksek                   | Kısa Vade               |

<sup>41</sup> Etki Büyüklüğü Ölçeklendirmesi:

|            |                                                            |
|------------|------------------------------------------------------------|
| Çok Yüksek | Nicel çarpan etkisi: doğrudan fiziksel sonuç               |
| Yüksek     | Sektörel ölçekte doğrudan finansal veya çevresel ana kalem |
| Orta       | Dolaylı, uzun vadeli veya mekanizma üzerinden işleyen etki |

<sup>42</sup> Kısa Vade (0-2 yıl): Mevcut düzenleyici gereklilikler veya hemen uygulanabilir operasyonel faaliyetler (TSRS 2 raporlama dönemi, SF<sub>6</sub> envanter kurulumu). Orta Vade (2-5 yıl): Yaklaşan uygulama takvimleri (AB F-Gazı 2031 kısıtı, Taksonomi uyum süreci, olası ETS takvimi). Uzun Vade (5+ yıl): Ulusal strateji hedefleri (2053 Net Sıfır, CBAM tam uygulama).



| Alan                              | Fırsat (Değer Yaratma)                                                      | Risk Önleme                                               | Etki Büyüklüğü <sup>41</sup> | Zamanlama <sup>42</sup> |
|-----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| <b>Şebeke Kayıpları</b>           | Kayıpların görünür kılınması: azaltım yatırımına teşvik                     | Kayıpların raporlanmaması: azaltım fırsatı kaçır          | Yüksek                       | Orta Vade               |
| <b>2053 Net Sıfır Hedefi</b>      | Standart veri: ulusal envanter katkısı; politika tasarımına bilgi altyapısı | Sektör verisi yokluğu: ulusal hedef belirlemede güçlükler | Yüksek                       | Uzun Vade               |
| <b>Düzenleyici/Kamu Kurumları</b> | Veri temelli argüman: EPDK/ETKB ile güçlü müzakere pozisyonu                | Veri eksik: mevzuat süreçlerine katkı sağlayamama         | Orta                         | Kısa-Orta Vade          |

## 6. NİHAİ DEĞERLENDİRME

Bu fizibilite çalışması, Türkiye elektrik dağıtım sektöründe sera gazı emisyonlarının hesaplanmasına yönelik uygulamaların genel olarak uluslararası standartlarla uyumlu bir çerçevede gelişmekte olduğunu, ancak metodolojik bütünlük ve karşılaştırılabilirlik açısından önemli farklılıklar bulunduğunu ortaya koymaktadır. Şirketlerin büyük ölçüde ISO 14064-1, GHG Protocol ve IPCC rehberlerine dayalı hesaplama yaptığı görülmekle birlikte; uygulama detayları, veri yönetimi, emisyon faktörü seçimi ve kapsam tanımları açısından farklı yaklaşımlar benimsenmektedir. Bu durum, şirketler arası emisyon sonuçlarının karşılaştırılabilirliğini sınırlayan temel bir unsur olarak öne çıkmaktadır.

Sektör genelinde özellikle SF<sub>6</sub> emisyonlarının hesaplanması, Kapsam 2 emisyonlarının sınırlarının belirlenmesi ve Kapsam 3 emisyonlarının kapsamı en kritik farklılık alanları olarak tespit edilmiştir. SF<sub>6</sub> gazının yüksek küresel ısınma potansiyeli nedeniyle bu alandaki metodolojik farklılıklar toplam emisyon sonuçlarını önemli ölçüde etkileyebilmektedir. Benzer şekilde, şebeke kayıplarının emisyon hesaplamalarına dahil edilip edilmemesi ve elektrik emisyon faktörlerinin seçimindeki farklılıklar da sonuçlar üzerinde belirleyici olmaktadır. Ayrıca veri altyapısı, izleme sistemleri ve kurumsal kapasite açısından şirketler arasında farklı olgunluk seviyeleri bulunduğu görülmektedir.

Bu farklılıkların giderilmesi ve sektörde metodolojik uyumun sağlanması amacıyla, paydaş görüşmelerinde ele alınması gereken öncelikli konular aşağıda sistematik bir gündem çerçevesinde sunulmaktadır:



Tablo 10. Değerlendirilecek Başlıklar

| No | Gündem Başlığı                                                  | Detaylı Açıklama ve Tartışma Konuları                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|----|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | Operasyonel Sınırlar                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>Emisyon kaynaklarının Kapsam 1, 2 ve 3 kapsamında nasıl sınıflandırılacağına netleştirilmesi</li> <li>Hangi faaliyetlerin (örneğin şebeke kayıpları, SF<sub>6</sub> kaçakları, çalışan ulaşımı, tedarik zinciri vb.) hangi kapsam altında değerlendirileceğinin belirlenmesi</li> <li>Sektör genelinde farklı uygulamalardan kaynaklanan kapsam farklılıklarının giderilmesi</li> <li>Karşılaştırılabilirliği artırmak amacıyla ortak operasyonel sınır tanımının oluşturulması</li> </ul> |
| 2  | SF <sub>6</sub> Emisyon Hesaplama Yaklaşımının Standardizasyonu | <ul style="list-style-type: none"> <li>Sektörde kullanılacak hesaplama yönteminin (kütle dengesi yaklaşımı vb.) netleştirilmesi</li> <li>İşletme süreci ve ekipman ömrü sonu emisyonlarının birlikte ele alınması</li> <li>Farklı yöntemlerden kaynaklanan sapmaların azaltılması için ortak yaklaşım geliştirilmesi</li> </ul>                                                                                                                                                                                                   |
| 3  | Kapsam 2 Emisyon Sınırlarının Netleştirilmesi                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Kapsam 2 emisyonlarının kapsamının açık şekilde tanımlanması</li> <li>Farklı uygulamaların yarattığı sonuç farklılıklarının değerlendirilmesi</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| 4  | Şebeke Kayıplarının Hesaplamalara Dahil Edilmesi                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Dağıtım kayıplarının Kapsam 2 kapsamında ele alınıp alınmayacağına netleştirilmesi</li> <li>Kayıpların dahil edilmesi durumunda kullanılacak hesaplama yaklaşımının belirlenmesi</li> <li>Kayıp oranlarının veri kaynağı ve hesaplama yönteminin standardize edilmesi</li> </ul>                                                                                                                                                                                                           |
| 5  | Elektrik Emisyon Faktörlerinin Standardizasyonu                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>Kullanılacak emisyon faktörü türünün belirlenmesi (ulusal şebeke, piyasa bazlı vb.)</li> <li>Veri kaynaklarının uyumlaştırılması</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| 6  | Kapsam 3 Emisyonlarının Kapsamı ve Önceliklendirilmesi          | <ul style="list-style-type: none"> <li>Sektör için kritik Kapsam 3 kategorilerinin belirlenmesi</li> <li>Öncelikli kategoriler için asgari hesaplama gerekliliklerinin tanımlanması</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |



| No | Gündem Başlığı                         | Detaylı Açıklama ve Tartışma Konuları                                                                                                                                                                |
|----|----------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 7  | Veri Gereksinimleri ve Kalite Yönetimi | <ul style="list-style-type: none"><li>• Asgari veri setlerinin ve veri toplama yöntemlerinin standardize edilmesi</li><li>• Veri eksikliklerine yönelik varsayım kurallarının belirlenmesi</li></ul> |
| 8  | Ulusal ve Uluslararası Uyum            | <ul style="list-style-type: none"><li>• ISO 14064-1, GHG Protocol ve IPCC ile uyumun güçlendirilmesi</li></ul>                                                                                       |

Bu çerçevede önerilen metodoloji; operasyonel kontrol yaklaşımı, SF<sub>6</sub> emisyonları için kütle dengesi temelli hesaplama, Kapsam 2 için açık sınır tanımı ve veri ile emisyon faktörlerinin standardizasyonu yoluyla sektördeki mevcut farklılıkları azaltabilecek uygulanabilir bir yapı sunmaktadır. Bununla birlikte, metodolojinin etkin şekilde uygulanabilmesi; veri altyapısının güçlendirilmesi, kurumsal kapasitenin geliştirilmesi ve uygulamanın kademeli bir geçiş planı ile desteklenmesine bağlıdır.

Sonuç olarak, elektrik dağıtım sektöründe ortak bir emisyon hesaplama metodolojisinin oluşturulması; şeffaflık, karşılaştırılabilirlik ve karbon yönetimi kapasitesinin artırılması açısından kritik bir gereklilik olup, bu çalışma söz konusu dönüşüm için uygulanabilir ve somut bir temel ortaya koymaktadır.