TÜV SÜD Standard

Industrie Service

Zertifizierung von Stromprodukten aus Erneuerbaren Energien mit Neuanlagenkomponente

kurz: Produkt EE01

mit

Modul Regionalität „Produkt EE01-Region“: Mindestanteil aus regionalen Quellen

Version 01/2015

Revision 1

TÜV SÜD Industrie Service GmbH • Carbon Management Service • Westendstraße 199 • 80686 München

Inhalt

Begriffe und Definitionen

Abkürzungen

Referenzen

Vorwort

1. Anwendungsbereich und Grundlagen

2. Anforderungen an den Zertifikatnehmer

3. Anforderungen an das Bilanzierungssystem

4. Anforderungen an die Erneuerbaren Energien

5. Optionale Module

6. Anforderungen an das Zertifizierungsprogramm

Änderungen gegenüber vorhergehenden Versionen

07/2013 Vielfache Klarstellungen wurden im gesamten Standard vorgenommen.
„Region“ wurde neu definiert.
Neuanlagenkomponente Technologie-Mix ist hinzugekommen.
Neuanlagen wurden kalenderjahresbezogen definiert.
VdTÜV Merkblatt 1304 wurde in der Fassung 09/2014 zugrundegelegt.
Für die Option Förderfonds ist ein verringerte Einzahlung von 0,2 Eurocent / kWh ausreichend
Einführung des Netto-Prinzips auch für die Beschaffung aus nicht TÜV SÜD zertifizierten Kraftwerken.
Detaillierte Regelungen zur Bilanzierung.
Integration allgemeiner Zertifiziergrundlagen wie Risikomanagement, Wesentlichkeit, Konfidenzschwelle.

01/2015 Klarstellung in Kapitel 4.4.1

Begriffe und Definitionen

Erneuerbare Energie	Wasserkraft (Speicherkraftwerke unter Abzug der Pumparbeit), Windenergie, Biomasse, Biogas, Deponiegas, Solarenergie/Photovoltaik, Geothermie, biogener Anteil aus Haushalts- und Industrieabfällen.
Biomasse	Energieträger gemäß der zum Zeitpunkt der Zertifizierung aktuellen, gültigen deutschen Biomasse-Verordnung.
Biogas	Gas, das entsprechend der aktuell gültigen Gesetzgebung als Biogas definiert wird: Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen.[1]
Biomethan	Auf Erdgasqualität aufbereitetes und ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas.
Region	Ein vom Zertifikatnehmer definiertes zusammenhängendes Gebiet innerhalb einer NUTS-1-Region[2] . Nach Zustimmung durch die Zertifizierungsstelle darf von den durch die NUTS-1-Gebietsgliederung vorgegebenen Grenzen abgewichen werden.
Netto-Erzeugung	Die Netto-Erzeugung ergibt sich aus der Menge des in das Netz eingespeisten Stroms abzüglich des von außen bezogenen Eigenbedarfs inkl. 100 % der Pumparbeit von Pumpspeicherkraftwerken. Als ins Netz eingespeist gilt erst dann, nachdem auf Netzspannungsebene transformiert wurde (TÜV SÜD-Nettoprinzip).

Abkürzungen

CMS	TÜV SÜD Industrie Service GmbH, Carbon Management Service
EEG	Gesetz zur Neuregelung des Rechts Erneuerbarer Energien im Strombereich der Bundesrepublik Deutschland
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)
HKN	Herkunftsnachweis
UBA	Umweltbundesamt

Referenzen

- VdTÜV Merkblatt 1304 (10/2014)
- Leitfaden “Stromkennzeichnung” des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- ISO/IEC 17065:2012: Conformity assessment – Requirements for bodies certifying products, processes and services.

[1] Energiewirtschaftsgesetz
[2] Regionen der Ebene 1 der amtlich-statistischen NUTS-Systematik der EU (In Deutschland: Bundesland)

Vorwort

Mit dem Bezug eines Ökostromproduktes wollen Konsumenten 100 % Erneuerbare Energie beziehen und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien beitragen. Daher werden diejenigen Ökostromprodukte als höherwertig eingestuft, die mit einer zusätzlichen Umweltwirkung verbunden sind.

Dieser Zertifizierungsstandard kommt der Anforderung nach, indem ausschließlich Produkte mit einer Neuanlagenkomponente zertifizierbar sind. Neuanlagenkomponenten sind dabei:

- direkte Förderung durch Investition in neue Anlagen, oder
- indirekte Förderung durch Strombezug aus Neuanlagen, oder
- indirekte Förderung durch Strombezug mit Technologiemix.

Darüber hinaus verlangt dieser Standard, dass Preisaufschläge des Ökostromproduktes, die nicht durch höhere Aufwände gerechtfertigt sind, mindestens zu 75% in den Ausbau Erneuerbarer Energien investiert werden müssen.

Bei der Zertifizierung werden außerdem nicht nur einzelne Produkte, sondern auch die Unternehmensausrichtung betrachtet. Für eine erfolgreiche Zertifizierung muss sich das Unternehmen zum Ziel gesetzt haben, den Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtmix des Unternehmens zu steigern.

Ein weiteres Qualitätsmerkmal dieses Standards ist die Verankerung des TÜV SÜD-Netto-Prinzips. Diese Berechnungsgrundlage differenziert sich von anderen Methoden dadurch, dass in der Energieerzeugung nicht nur der interne, sondern auch der externe Eigenverbrauch berücksichtigt wird und durch erneuerbare Energieträger gedeckt sein muss.

Das vom Kunden bezogene und nach diesem Standard zertifizierte Ökostromprodukt ist somit nicht nur mit einer weitreichenden Förderkomponente verbunden, sondern in der Gesamtbilanz erneuerbar.

Auf dieser Basis gibt es die zusätzliche Option der Zertifizierung von regionalen oder CO_2-kompensierten Ökostromprodukten.

Die Regionalität von Verbrauch und Erzeugung von regenerativem Strom steigert den Kundenbezug zu den Erzeugungsanlagen, ist ein Beitrag zur regionalen Wertschöpfung und kann den Bedarf an überregionalen Transportleitungen minimieren.

1. Anwendungsbereich und Grundlagen

1.1. Anwendungsbereich

Der vorliegende Standard definiert Anforderungen an die Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien an Endkunden (Ökostromprodukt) und dient als Grundlage zur Zertifizierung dieser Produkte. Optional können zusätzlich Regionalität oder CO_2-Kompensation der Ökostromprodukte zertifiziert werden.

1.2. Quellen und gesetzliche Grundlagen

a. Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Directive);

b. Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Internal Electricity Market-(IEM) Directive)

c. Gesetz zur Neuregelung des Rechts Erneuerbarer Energien im Strombereich der Bundesrepublik Deutschland (EEG) in seiner jeweils aktuellen Fassung;

d. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in seiner jeweils aktuellen Fassung;

1.3. Gültigkeit

Der vorliegende Standard (*Version 01/2015*) gilt ab dem 01.02.2015.

Zertifikatinhaber haben nach der Einführung eines revidierten Standards bis zur nächsten Re-Zertifizierung Zeit, ihr zertifiziertes System an die Anforderungen des revidierten Standards anzupassen, mindestens aber zwölf Monate. Das nach Ablauf dieser Frist folgende Re-

Zertifizierungsaudit wird auf Grundlage des revidierten Standards durchgeführt. Ausnahmen von dieser Regelung können auf Antrag in begründeten Fällen durch die Zertifizierstelle „klima und energie“ des TÜV SÜD zugelassen werden.

1.4. Kommunikation und Nutzung von Werbeaussagen

Bei Werbeaussagen in Zusammenhang mit der Zertifizierung sind die Anforderungen der Prüf- und Zertifizierordnung der TÜV SÜD Gruppe zu beachten. Prüfzeichen dürfen ausschließlich vom Zertifikatnehmer verwendet werden.

2. Anforderungen an den Zertifikatnehmer

2.1. Zertifizierungsumfang

Der Zertifizierungsumfang ist schriftlich durch den Zertifikatnehmer zu dokumentieren und als Anlage zum Zertifizierungsantrag bei der Zertifizierungsstelle einzureichen. Für eine Änderung des Zertifizierungsumfangs ist ein erneuter Antrag bei der Zertifizierungsstelle zu stellen. Dabei ist mindestens folgendes zu berücksichtigen:

- Produktname(n);
- Kundenkreis (z.B. Haushalts-, Gewerbekunden, Sondervertragskunden)
- Vertriebsregion
- Option der Neuanlagenkomponente
- Betriebsstätte(n);
- Optionale Module. Bei Modul „Regionalität“ muss die Region angegeben werden.

Der Zertifikatnehmer kann an dieser Stelle weitere Unternehmen benennen, um sie zum Geltungsbereich der Zertifizierung hinzuzufügen:

- Stromversorger, sofern sie das zertifizierte Produkt vermarkten;
- Kraftwerke, die nicht eigenständig zertifiziert sind;
- Dienstleister, die für die Zertifizierung relevante Funktionen übernehmen

Voraussetzung dafür ist, dass diese Unternehmen mit dem Zertifikatnehmer vertraglich in Verbindung stehen und die entsprechenden Verpflichtungen aus der Zertifizierung übernehmen.

2.2. Förderung Erneuerbarer Energien

Das Unternehmen hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil Erneuerbarer Energie im eigenen Strommix zu steigern. Dies ist entweder in der Unternehmenspolitik des Zertifikatnehmers integriert oder es existiert eine auf 3 bis 5 Jahre angelegte Gesamtplanung, wie der Anteil der Erneuerbaren Energien gesteigert werden soll.

2.3. Organisation

Der Zertifikatnehmer benennt eine/n Auditbeauftragte/n, der/die alle erforderlichen Informationen für die Zertifizierung zu Verfügung stellt und für die Kommunikation der Zertifizierungsanforderungen innerhalb des Unternehmens verantwortlich ist.

Die für die Bereitstellung des Produktes notwendigen Prozesse, Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten sind definiert und dokumentiert.

2.4. Einkaufs- und Annahmeprozess

Der Einkaufsprozess muss sicherstellen, dass alle für das Ökostromprodukt notwendigen Eigenschaften der Energieträger sowie die dafür erforderlichen Nachweise vertraglich durch die Lieferanten zugesichert sind. Der Annahmeprozess muss sicherstellen, dass die vereinbarten Nachweise entsprechend des Liefervertrages vorgelegt und archiviert werden.

2.5. Stromkennzeichnung

Die Informationen und die Darstellung zur Stromkennzeichnung des Ökostromproduktes erfolgen gesetzeskonform und verbraucherfreundlich.

3. Anforderungen an das Bilanzierungssystem

3.1. Bilanzierungszeitraum

Der Bilanzierungszeitraum ist im Vorfeld der Zertifizierung abzustimmen. Maximal ist ein Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten zulässig. Nach Ablauf des gewählten Zeitraums ist eine negative Bilanz nicht erlaubt. Eine positive Bilanz kann, unter Berücksichtigung der Haltbarkeit der erneuerbaren Eigenschaften in den nachfolgenden Bilanzierungszeitraum übertragen werden.

3.2. Sicherung der Deckung

Der Zertifikatnehmer nutzt ein zuverlässiges Verfahren zur laufenden Überwachung und Sicherung der Deckung zwischen Bezug, Speicherung und Lieferung. Dieses Verfahren berücksichtigt ebenso mögliche Abweichungen der Istwerte von den Prognosen und stellt sicher, dass eine Abweichung der Prognosen durch Istwerte keine Unterdeckung in der Bilanz nach sich zieht.

3.3. Haltbarkeit von Eigenschaften

Die Haltbarkeit der erneuerbaren Eigenschaft entspricht den gesetzlichen Anforderungen.

3.4. Kontoführungssystem

3.4.1. Allgemeines

Energieerzeugungen bzw.-bezüge sowie Energielieferungen bzw. -verbräuche sind in einem Kontoführungssystem zu dokumentieren. Buchungen erfolgen entweder auf Basis von Abrechnungen (z.B. Handel) oder auf Basis von Zählerwerten (z.B. Verbrauch).

3.4.2. Einbuchungen

Einbuchungen erneuerbarer Energien in das Kontoführungssystem des Zertifikatnehmers erfolgen nach Übergang in den Bilanzraum, d.h. nach Eingang der Energie bzw. Nachweise in die entsprechende Bilanz. Erfolgt eine Differenzierung in verschiedene Produktqualitäten (z.B. Regionalität), so muss auch die Einbuchung erneuerbarer Energien differenziert nach diesen Produktqualitäten vorgenommen werden. Maßgeblich für die Menge der Einbuchungen sind die finalen Abrechnungen bzw. Zählerwerte. Maximal dürfen die Eingänge von einem Monat in eine Einbuchung zusammengefasst werden.

3.4.3. Ausbuchungen

Ausbuchungen aus dem Kontoführungssystem des Zertifikatnehmers erfolgen mit Verkauf des Produktes und entsprechender Buchung in der Bilanz bzw. mit Verbrauch der erneuerbaren Energien. Maximal dürfen die Abgänge von einem Monat in eine Ausbuchung zusammengefasst werden. Bei unterschiedlichen Produktqualitäten (z.B. Regionalität), müssen die Ausbuchungen qualitätsspezifisch dokumentiert werden. Maßgeblich für die Menge der Ausbuchungen sind die Abrechnungen (Handel) bzw. Zählerwerte (Verbrauch).

3.4.4. Verwendung von Prognosewerten

Sind im Bilanzierungszeitraum keine finalen Abrechnungsdaten vorhanden oder werden Zähler nur jährlich ausgewertet, können Buchungen auf Basis konservativer Prognosen durchgeführt werden.

3.4.5. Aktualisierung von Prognosewerten

Bei Buchungen auf Basis von Prognosen muss nach Eingang der finalen Daten die Konservativität der Prognose geprüft und ggf. Änderungen der Prognoseberechnungen durchgeführt werden, so dass Differenzen zwischen Prognose und tatsächlichem Wert spätestens im nachfolgenden Bilanzierungszeitraum korrigiert werden.

3.4.6. Verbot von Doppelzählungen

Das Kontoführungssystem muss dazu geeignet sein, Doppelzählungen (double counting) erneuerbarer Energien grundsätzlich auszuschließen.

4. Anforderungen an die Erneuerbaren Energien

4.1. Nachweissysteme

Ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme eines nationalen Herkunftsnachweisregisters im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG, muss der Nachweis einer Stromlieferung aus Erneuerbaren Energiequellen durch Herkunftsnachweise aus dem jeweiligen nationalen Register erfolgen.

Ist ein nationales Herkunftsnachweisregister nicht in Betrieb, so muss der Nachweis erfolgen durch

a. Erzeugungsprüfungen im Rahmen der Zertifizierung des Ökostromproduktes auf Basis des TÜV SÜD Standards Erzeugung EE; oder

b. eine Zertifizierung des Stroms gemäß TÜV SÜD Standard „Erzeugung EE“ oder einem vergleichbaren Standard.

4.2. Nettoprinzip

Es werden nur erneuerbare Energiemengen anerkannt, welche nachgewiesen gemäß TÜV SÜD-Nettoprinzip generiert wurden. Liegt dieser Nachweis nicht vor, darf ein Nachweis gemäß 4.1 verwendet werden, wenn die bezogene Energiemenge auf Basis des TÜV SÜD-Nettoprinzips neu berechnet wird. Nachweise gemäß 4.1 aus Pumpspeicherkraftwerken werden nur anerkannt, wenn diese gemäß TÜV SÜD Standard „Erzeugung EE“ zertifiziert sind. Sind keine Daten für den Eigenbedarf des Kraftwerks vorhanden, ist pauschal 2 % für den Eigenbedarf anzusetzen. Bei Anwendung des pauschalen prozentualen Eigenbedarfes müssen die entsprechenden Nachweise zusätzlich beschafft und auf das Ökostromprodukt entwertet werden.

4.3. Verbot von Doppelzählungen

4.3.1. Doppelzählung durch Fördersysteme

Strommengen, die bereits mit dem Ziel des Ausbaus der Erneuerbaren Energien gefördert wurden, können nicht zertifiziert werden. Einspeisevergüteter Strom bzw. deren Herkunftsnachweis kann daher nicht anerkannt werden. Strom bzw. deren Herkunftsnachweis aus investitionsgeförderten Anlagen wird anerkannt. Direkt vermarktete, nicht geförderte Strommengen aus förderfähigen Anlagen können berücksichtigt werden. Geförderte Strommengen, die aufgrund gesetzlicher Regelung physisch auf die Endkunden umgewälzt werden, können zu dem entsprechenden Anteil anerkannt werden und müssen nicht anderweitig beschafft werden.

4.3.2. Doppelzählung beim Lieferanten

Erfolgt ein Bezug von Herkunftsnachweisen getrennt von der Stromlieferung, ist der Bezug dieser Herkunftsnachweise grundsätzlich lediglich aus Herkunftsländern mit obligatorischer Stromkennzeichnung zulässig. Bezüge aus Herkunftsländern ohne obligatorische Stromkennzeichnung werden nur dann anerkannt, wenn der Lieferant eine gültige und durch einen anerkannten und unabhängigen Dritten zertifizierte Methode der Stromkennzeichnung nachweisen kann, in welche die Rückmeldung des Strommixes des Zertifikatsnehmers (ohne Herkunftsnachweise) eingeht.

4.4. Förderkomponente

Das Stromprodukt muss eine Förderkomponente enthalten. Dafür sind drei Optionen zulässig:

- Neuanlagenanteil
- Förderfonds
- Technologiemix

Das Stromprodukt muss die Anforderungen mindestens einer der drei Optionen einhalten.

4.4.1. Neuanlagenkomponente

Option 1: Neuanlagenanteil[3]

Die im Rahmen der Verträge zur Lieferung von Erneuerbarer Energie vereinbarte Arbeit kommt zu mindestens 30% aus neuer Erzeugungskapazität (Neuanlagenquote). Neukapazität sind Neuanlagen im Sinne des Moduls „Erzeugung EEneu“ des TÜV SÜD Standards „Erzeugung EE“ (neu erschlossenes Energiepotential, Anlagenüberholung in erheblichem Umfang oder Kapazitätserhöhung), deren Inbetriebnahme nicht

[3] Sogenanntes Händlermodell

früher als die angegebenen Jahre der nachfolgenden Tabelle stattgefunden hat. Das relevante Inbetriebnahmejahr zur Beurteilung der Neuanlageneinstufung richtet sich nach dem ersten zertifizierten Liefer- bzw. –Absatzjahr gemäß EE01 nach folgender Tabelle:

Lieferjahr bei Erstzertifizierung gemäß EE01	Jahr der Inbetriebnahme der liefernden Anlagen
2013	2010
2014	2011
2015	2012
2016	2013
2017	2014
2018	2015
2019	2016
2020	2017

Erzeugungsmengen von bereits zertifizierten Neuanlagen können in den Folgejahren gegen Erzeugungsmengen aus anderen Anlagen ersetzt werden. Diese müssen entweder dasselbe oder ein späteres Inbetriebnahmejahr der ersetzten Anlagen aufweisen.

Steigert sich der Stromabsatz gegenüber dem Vorjahr, so ist der zusätzliche Absatz durch Erzeugungsmengen aus Anlagen zu decken, die dasselbe oder ein späteres Inbetriebnahmejahr aufweisen wie das bei der Erst-Zertifizierung. Eine Übererfüllung der Neuanlagenquote im Vorjahr kann im Nachfolgejahr nicht berücksichtigt werden.

Das zulässige Inbetriebnahmejahr für den Neuanlagenteil ist mit der Erst-Zertifizierung festgelegt und verändert sich in den Folgejahren nicht, sofern nicht das maximale Alter von Neuanlagen überschritten wurde. Die Differenz zwischen Lieferjahr und Inbetriebnahmejahr der Neuanlage darf nicht mehr als 10 betragen.

Das maximale Alter von Neuanlagen ist begrenzt und richtet sich nach folgender Tabelle:

Lieferjahr	Jahr der Inbetriebnahme der liefernden Anlagen
2013	2003
2014	2004
2015	2005
2016	2006
2017	2007
2018	2008
2019	2009
2020	2010

4.4.2. Neuanlagenkomponente

Option 2: Förderfonds[4]

Zur Erfüllung dieser Option sind vom Zertifikatnehmer mindestens 0,2 Eurocent je kWh abgesetzten Ökostrom in den Förderfonds einzuzahlen. Dieser Fördersatz wird bei Bedarf an die Marktentwicklung angepasst. Innerhalb der ersten drei Jahre nach der ersten Zertifizierung gemäß dem vorliegenden Standard (Version 01/2015) bleibt der geltende Fördersatz jedoch konstant.

4.4.3. Neuanlagenkomponente

Option 3: Technologiemix

Zur Erfüllung dieser Option gelten folgende Mindestanteile für das Bilanzierungsjahr:

- Wasserkraft kleiner 2 MW: 10 % oder
- Windkraft,: 7,5 % oder
- Solarenergie, Geothermie, Biomasse: 5 % oder
- Biogas / Biomethan: 3 %

Die Anlagen müssen ein erstmaliges Inbetriebnahmedatum nach dem 01.01.2000 aufweisen.

[4] Sogenanntes Fondsmodell

Ein Mix aus den oben genannten Technologien ist möglich unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Gewichtung.

4.5. Zusätzliche Förderkomponente

Preisaufschläge des Ökostromprodukts gegenüber konventionellen Stromprodukten bzw. Preisaufschläge des Ökostromprodukts, die nicht durch den Einkauf, der Förderung oder den Erzeugungskosten und Zertifizierkosten der Erneuerbaren Energien gerechtfertigt werden können, müssen zu mindestens 75 % der Förderung des Klimaschutzes insbesondere dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zugutekommen (Fördergeld).

Auch andere Fördermodelle sind nach Einzelfallprüfung möglich, sofern diese in ihrem Förderefekt mindestens den oben genannten Anforderungen genügen.

4.6. Einsatz von Fördergeldern

Fördergelder müssen zeitnah investiert werden. Je nach Höhe der jährlichen Fördergelder müssen entsprechende Förderprojekte in Abständen von 1 bis 3 Jahren umgesetzt werden. Für die Verwendung der Fördergelder muss sowohl ein Förderreglement als auch ein Förderplan vorhanden sein, worin geregelt ist, wie, wann und in welche Projekte investiert wird. Der Förderplan ist jährlich zu aktualisieren. Eine Positivliste für Fördermaßnahmen findet sich im folgenden Abschnitt.

Über die eingenommenen und ausgegebenen Fördergelder ist ordnungsgemäß Buch zu führen.

Die Fördergelder, die während der Zertifizierung realisiert wurden, sind auch nach Beendigung der Zertifizierung gemäß dem Zertifizierungsstandard einzusetzen.

4.7. Positivliste für Fördermaßnahmen

Die folgenden Fördermaßnahmen erfüllen grundsätzlich die Anforderungen dieses TÜV SÜD Standards:

- neue Anlagen zur Stromerzeugung unter Nutzung Erneuerbarer Energie. Diese dürfen gesetzlich gefördert werden, sofern die Einnahmen aus der Förderung, abzüglich der laufenden Betriebskosten, wieder als Fördergelder verwendet werden;
- neue Anlagen zur Wärmeerzeugung unter Nutzung Erneuerbarer Energie;
- die Erneuerung von Anlagen, welche die Kriterien des TÜV SÜD Standards „Erzeugung EE“, Modul „EEneu“ erfüllen;
- Zertifikate aus anerkannten Klimaschutzprojekte (z.B. CER, ERU, Gold Standard, VCS) mit Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie;
- Förderprogramme für Wärmepumpen nach vorausgegangener Energieberatung;
- Förderprogramme für Solarthermie;
- Forschungsprojekte in Zukunftstechnologien, die der weiteren Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt dienen (z.B. neue Speichertechnologien, intelligente Vernetzung/Regelung von Erzeugern und Verbrauchern). Die Förderung von Forschungsprojekten ist im Einzelfall vorab auf Anerkennung zu prüfen.

Fördermaßnahmen dürfen auch in gesetzlich geförderte Anlagen (z.B. Einspeisevergütung nach EEG, KEV oder Oemag, El-Cert) Anlagen gehen.

Die über die Fördergelder finanzierten Anlagen, müssen

- die Einnahmen aus diesen Anlagen, abzüglich der laufenden Betriebskosten, oder
- binnen 15 Jahren die investierte Fördersumme mit nominal 5,5 % jährlicher Verzinsung, oder
- für den Fall dass die Anlage verpachtet wurde, die eingenommene und angemessene Pacht

wieder als Fördergelder eingesetzt werden.

5. Optionale Module

Die folgenden Module sind optional. Ihre Einhaltung wird separat im Zertifikat ausgewiesen.

5.1. Modul Regionalität

Mindestens 50% der im Bilanzzeitraum für das Stromprodukt verwendeten erneuerbaren Energie werden in derselben Region produziert wie konsumiert. Es ist dabei unerheblich, ob die entsprechende Strommenge aus Neuanlagen kommt oder nicht.

5.2. Modul CO_2-Kompensation

100 % der für die Erzeugung des Stroms aus Erneuerbarer Energie entstehenden Treibhausgasemissionen werden durch Zertifikate anerkannter Klimaschutzprojekte kompensiert. Die für die Kompensation erforderlichen Zertifikate sind in der jeweiligen Registerdatenbank stillzulegen. Dies ist spätestens 3 Monate nach Ende des Bilanzierungszeitraums durchzuführen. Der Zweck der Stilllegung muss einen klaren Bezug zum Ökostromprodukt und dem zugehörigen Zeitraum aufweisen. Klimaschutzprojekte gelten als anerkannt, wenn sie in den Systemen CDM, JI, Goldstandard oder VCS zertifiziert wurden. Bei der Berechnung der entstehenden Treibhausgasemissionen sind anerkannte Methoden zu nutzen, die auch die Vorketten mit berücksichtigen. Die Emissionsminderungszertifikate zur Kompensation sind auf Basis von plausiblen und konservativen Prognosen vorab vertraglich sicherzustellen.

6. Anforderung an das Zertifizierungsprogramm

6.1. Ablauf des Zertifizierungsprozesses

Der Zertifizierungsprozess ist in Zertifizierungsaudits und Überwachungsaudits unterteilt. Dabei werden im Zertifizierungsaudit hauptsächlich Systeme, Prozesse, Tools etc. geprüft, während im Überwachungsaudit die Einhaltung der Anforderungen des Standards im zurückliegenden Bilanzzeitraums sowie etwaige Änderungen des Systems gegenüber dem Zertifizierungsaudit geprüft werden. Der Zertifizierungszyklus besteht aus Zertifizierungsaudit, einem ersten Überwachungsaudit (risikoabhängig, mindestens einmal innerhalb 12 Monaten nach Zertifizierungsaudit) und einem zweiten Überwachungsaudit (risikoabhängig, mindestens einmal innerhalb von 12 Monaten nach erstem Überwachungsaudit). Nach dem zweiten Überwachungsaudit schließt sich ein analoger Re-Zertifizierungsprozess oder ein Abschlussaudit an (risikoabhängig, spätestens nach 12 Monaten nach zweiten Überwachungsaudit).

6.2. Sekundärzertifikate

Im Falle einer zusätzlichen optionalen Produktzertifizierung können für identische Produkte - gestützt auf ein Basiszertifikat- sogenannte Sekundärzertifikate an zusätzliche Vertriebsstellen, Händler oder Gesellschafter des Zertifikatnehmers angeboten und ausgestellt werden. Voraussetzung für die Ausstellung eines Sekundärzertifikates ist ein gültiger Zertifizierungsvertrag zwischen Zertifikatnehmer und Zertifizierungsstelle sowie eine erfolgreiche Erstzertifizierung, in der die Zulässigkeit der Sekundärzertifizierung, sowie das Vorhandensein der notwendigen Prozesse geprüft werden. Zur Aufrechterhaltung der Gültigkeit des Sekundärzertifikats sind regelmäßig die Kontoführung und die Kommunikation des Sekundärzertifikatnehmers durch die Zertifizierungsstelle zu prüfen (risikobasiert, mindestens alle 12 Monate). Sekundärzertifikate sind maximal drei Jahre gültig; ihre Gültigkeit hängt von der Gültigkeit des Basiszertifikates ab.

Zertifizierte Energieprodukte gelten als identisch, wenn sie sich nicht in ihren vermarkteten Eigenschaften unterscheiden. Wird ein Produkt in den Eigenschaften verändert, sind die Voraussetzungen für ein Sekundärzertifikat nicht mehr erfüllt und das Unternehmen muss eigenständig zertifiziert werden, sofern die Zertifizierung bzw. das Prüfzeichen kommuniziert werden soll. Die Entscheidung über die Zulässigkeit einer Sekundärzertifizierung liegt, nach Absprache mit dem Basiszertifikatnehmer, bei der zuständigen Zertifizierungsstelle.

6.3. Risikobewertung

Zertifizierungsstellen müssen ein Risikomanagementsystem für Prüfung, Bewertung und Entscheidungsfindung unterhalten. Dabei ist das Risiko einer Nicht-Konformität des Zertifikatnehmers mit dem vorliegenden Standard zu analysieren. Bei der Risikoanalyse sind mindestens die folgenden Indikatoren zu berücksichtigen:

a) Vorhandensein und Qualität eines betriebsinternen Qualitätsmanagementsystems

b) Anzahl, Umfang und Komplexität der in der Zertifizierung eingeschlossenen Produkte

c) Anzahl und Eigenschaften der Energieträger

d) Abweichungen in vorangegangenen Audits

e) Anzahl der Unterauftragnehmer

Anhand der Risikoanalyse ist festzulegen, in welcher Quantität und Prüftiefe die Prüfung durchzuführen ist. Dies betrifft mindestens:

a) Auditart

b) Prüfung von Messdaten und Urbelegen

c) Prüfung von Geschäftsvorfällen (Einkauf / Verkauf)

Außerdem ist mit der Prüffrequenz festzulegen, ob zusätzlich unterjährige Kontrollen notwendig sind.

6.4. Wesentlichkeit

Der Grenzwert für die Wesentlichkeit von Daten wurde unter der Berücksichtigung der Tatsache definiert, dass eine Information dann wesentlich ist, wenn das Ergebnis der Bewertung dadurch verändert werden könnte, wenn diese Information ausgelassen, falsch angegeben oder fehlerhaft berichtet wird. Dementsprechend wird in diesem Standard der Grenzwert für die Wesentlichkeit mit insgesamt 5 % bezogen auf die verkaufte bzw. bezogene Energiemenge definiert.

6.5. Konfidenzschwelle

Die Zertifizierung basiert auf einer Entscheidung, die mit angemessener Sicherheit gemäß ISEA 3000 getroffen wurde (reasonable assurance). Zertifizierungen, denen lediglich eine Entscheidung mit begrenzter Sicherheit zu Grunde liegt, sind im Rahmen dieses Standards nicht zulässig.