

Alpiq Holding AG, Chemin de Mornex 10, CH-1001 Lausanne

Bundesamt für Energie
Abteilung Energieeffizienz und erneuerbare Energien
Dienst Führungsunterstützung

Alpiq Holding AG
Chemin de Mornex 10
CH-1001 Lausanne

3003 Bern

Elektronisch an: EnG@bfe.admin.ch

Lausanne, 10. Juni 2020

Revision des Energiegesetzes Stellungnahme im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Sommaruga,
sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit, zum Vorentwurf des revidierten Energiegesetzes (VE-EnG) Stellung nehmen zu können. Alpiq ist direkt betroffen von der Revision des Energiegesetzes.

Seit mehr als hundert Jahren produziert Alpiq klimafreundlichen und nachhaltigen Strom aus CO₂-freier Schweizer Wasserkraft. Alpiq hat im Jahr 2019 mit einer installierten Leistung von 2'927 MW in der Schweiz erneuerbare Energie im Umfang von 4'370 GWh produziert und gehört somit zu den bedeutendsten Stromproduzenten in der Schweiz. Das Kraftwerksportfolio umfasst zudem Beteiligungen an zwei Schweizer Kernkraftwerken sowie flexible thermische Kraftwerke, Windparks und Photovoltaikanlagen in Europa, mit welchen Alpiq insgesamt rund 15.4 TWh elektrische Energie produziert. Alpiq bietet ihren Kunden in 30 Ländern Dienstleistungen in den Bereichen Energieproduktion und -vermarktung sowie Energieoptimierung an.

Alpiq sieht im Hinblick auf die Planungs- und Investitionssicherheit sowie der Stärkung der langfristigen Versorgungssicherheit in der Schweiz die Notwendigkeit von grundlegenden Anpassungen des vorliegenden VE-EnG. Der für das Erreichen dieser Ziele notwendige Erhalt und Ausbau der Grosswasserkraftanlagen ist für Alpiq nicht gegeben. Daher fordert Alpiq:

- eine enge **Abstimmung und Koordination der Revision des Energiegesetzes mit der Revision des Stromversorgungsgesetzes** zur Vermeidung von temporären Systemwechseln und damit die **Anpassung der Übergangsbestimmungen**, namentlich bei der **Marktprämie für die Grosswasserkraft**,
- eine **Umgestaltung des Förderregimes für die Grosswasserkraft, um der ökonomischen Realität bezüglich der Investitionsanreize** besser Rechnung zu tragen,

- und eine grundlegende Hinterfragung des Strommarktdesigns hinsichtlich der zukünftigen Stromversorgung, so dass der unentbehrliche **Wertbeitrag der Wasserkraft zur Versorgungssicherheit der Schweiz** angemessen bepreist wird.

Ausgangslage

Mit der Energiestrategie 2050 hat die Schweiz festgelegt, dass bis ins Jahr 2035 und weit darüber hinaus die bestehende Wasserkraft als zentraler Pfeiler der Versorgungssicherheit erhalten und gestärkt sowie die weiteren, erneuerbaren Energien stark ausgebaut werden sollen. Gemäss Art. 6 Abs. 2 EnG liegt die Energieversorgung in der Zuständigkeit der Energiewirtschaft, wobei der Bund und die Kantone die Verantwortung für angemessene Rahmenbedingungen tragen. Als Kriterium für die Bemessung der optimalen Energieversorgung und insbesondere der Stromversorgung gilt gemäss dem Zweckartikel (Art. 1) des Stromversorgungsgesetzes (StromVG, SR 734.7) der wettbewerbsorientierte Elektrizitätsmarkt, in welchem zudem die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft gefordert wird. Der Zweckartikel des StromVG basiert auf dem Modell des sogenannten Energy-only-Marktes. Das bedeutet, dass Zahlungen nur für tatsächlich gelieferte Energiemengen erfolgen. Dagegen gibt es keine Vergütungen dafür, dass Kraftwerksleistung vorgehalten wird, um sie bei Bedarf zur Verfügung zu stellen. Dieses Modell wird auch für die Dimensionierung von Förderinstrumenten (kostendeckende Einspeisevergütung, Investitionsbeiträge und Marktprämie) herangezogen, d.h. die Bestimmung der Unterstützung für erneuerbare Energien leitet sich vornehmlich aus dem Marktpreis am Energy-only-Markt ab. Auch der VE-EnG basiert auf dem Energy-only-Markt.

Der Schweizer Strommarkt ist hochgradig mit dem europäischen Strombinnenmarkt vernetzt, so dass sich beim Schweizer Strompreis¹ unmittelbar die Effekte des europäischen und globalen Primärenergiehandels auswirken. Während in der Schweiz die Stromversorgung fast vollständig CO₂-frei ist, erfolgt die Preissetzung für Strom vornehmlich durch global gehandelte, fossile Energieträger: Die Kohleimportpolitik von China und die CO₂-Politik der Europäischen Union haben daher einen deutlich grösseren Einfluss auf den Schweizer Strompreis als Angebot und Nachfrage in der Schweiz selbst. Damit hängt der volkswirtschaftliche und ökologische Wert der inländischen, nicht subventionierten, erneuerbaren Wasserkraft von exogenen und erratischen Faktoren ab. Der europäische Strompreis wird im Wesentlichen nach Massgabe der Grenzkosten fossiler Kraftwerke festgesetzt, der sogenannten Merit-Order.

Gerade die vergangenen Jahre mit der ausgeprägten Preis-Baisse im Jahr 2016 und der zaghaften Erholung seit damals haben gezeigt, dass der europäische

¹ Strompreis: Im Kontext dieses Briefes bedeutet der Begriff «Strompreis» der am Energy-only-Markt erzielte Preis und bezieht sich daher einzig auf den Energieanteil. Er ist daher nicht zu verwechseln mit dem All-in-Elektrizitätspreis für Endkunden, welcher neben der Energiekomponente das Netznutzungsentgelt, den Netzzuschlag sowie weitere Abgaben umfasst.

Preissetzungsmechanismus insbesondere der Schweizer Wasserkraft arg zusetzt. Der massive Zubau von Wind und PV akzentuiert den Zustand fallender Preise noch weiter. Für viele, insbesondere auch systemrelevante Wasserkraft-Anlagen wurde daher eine Marktprämie ausgeschüttet. Gemäss den Publikationen des Bundesamtes für Energie (BFE) wurden 2018 für 13.5 TWh, 2019 noch für knapp 9 TWh² Grosswasserkraftproduktion von durchschnittlich jährlich 36 TWh Wasserkraftproduktion eine Marktprämie entrichtet und weitere Produktionsmengen konnten nur dank der Cost-plus-Regulierung in der Grundversorgung kostendeckend betrieben werden. Das heisst, ein signifikanter Anteil der Schweizer Wasserkraft ist im europäischen und globalen Marktumfeld mit dieser Grenzkosten-basierten Preisbildung nicht wettbewerbsfähig, aber trotzdem für die Versorgungssicherheit der Schweiz von zentraler Bedeutung. Auch für das Gesuchsjahr 2020 zeichnet sich ab, dass der Umfang an Marktprämien wieder ansteigt, weil sich die Grosshandelspreise im Jahr 2019 nicht nachhaltig erholt haben.

Diese Kernprobleme der Schweizer Stromproduktion werden durch weitere, grundlegende Unsicherheiten weiter verschärft:

- Es herrscht grosse Unsicherheit bezüglich der wirtschaftlichen Auswirkungen einer vollständigen Integration des Schweizer Strommarktes in den EU-Strommarkt. Der europäische Strommarkt entwickelt sich rasch weiter, so dass eine Abschätzung der wirtschaftlichen Auswirkungen vor allem für die flexible Schweizer Wasserkraft zunehmend erschwert wird.
- Die aktuell vorherrschende, weltweite Krise infolge des Corona-Virus zeigt, dass in schwierigen Situationen die zwischenstaatliche Solidarität den nationalstaatlichen Interessen untergeordnet wird. Damit muss aus Sicht von Alpiq hinterfragt werden, ob die Versorgungssicherheit der Schweiz mit einer Importstrategie sichergestellt werden kann, wie dies die Energiestrategie 2050 voraussetzt. Die Schweiz sollte sich so aufstellen, dass bei einem umfassenden Lock-Down des internationalen Stromausstausches die Stromversorgung in der Schweiz jederzeit (auch im Winter) aufrechterhalten werden kann.
- Im erläuternden Bericht zum VE-EnG wird dargelegt, dass die Nachfragewerte für den Stromverbrauch wesentliche technologische Entwicklungen (Sektorkopplung, Elektromobilität, etc.) noch nicht vollständig berücksichtigen und weitere Massnahmen im Bereich der Verbrauchsrichtwerte notwendig sind. Im Wissen um diesen Nachfrageüberhang sind wirksame und effektive Investitionsanreize umso mehr zwingend notwendig.

Vor diesen dargelegten ökonomischen Rahmenbedingungen erscheinen die vorgesehenen Unterstützungsmassnahmen gemäss VE-EnG wenig zielführend: Der Zielwert von 37.4 TWh Jahresproduktion aus Grosswasserkraft im Jahr 2035 bedingt, dass die Produktionsmenge der Bestandsanlagen gehalten und zusätzlich eine signifikante Mehrproduktion von netto

² Faktenblätter zur Marktprämie 2018 und 2019; abgerufen auf www.bfe.admin.ch > Förderung > Erneuerbare Energien > Marktprämie Grosswasserkraft am 20. April 2020

ca. 2-3 TWh/Jahr zugebaut werden kann. Beide Aspekte sind jedoch aus Sicht von Alpiq zweifelhaft:

- Bei vielen Bestandsanlagen können, entgegen der Annahme im erläuternden Bericht (Seite 17), trotz der Erholung der Grosshandelspreise am Strommarkt die Gesteungskosten nicht vollständig gedeckt werden, so dass kontinuierlich Kapital vernichtet wird; Kapital, welches für Erneuerungsinvestitionen nicht mehr zur Verfügung steht und damit den Weiterbetrieb in Frage stellt. Zudem nehmen die regulatorischen Anforderungen für den Betrieb der Wasserkraft stetig zu. Die Auflagen zur Restwassersanierung von bestehenden Anlagen führen gemäss einer Studie des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes SWV³ zu einer Minderproduktion von minus 810 GWh bis ins Jahr 2035 und sogar minus 2'280 GWh bis ins Jahr 2050. Verluste und die Ausbauziele kombiniert ergäben einen effektiven benötigten Zubau in den nächsten 15 Jahren (bis 2035) von zusätzlich 1'910 GWh (dies entspricht fast der jährlichen Produktion von Grande Dixence!) und bis 2050 von zusätzlich 4'580 GWh⁴.
- Die Marktrisiken über die Lebensdauer einer Grosswasserkraftanlage sind im Kontext des heutigen Preisbildungsmechanismus, der nicht auf Gesteungskosten abstellt, sondern mit den Grenzkosten fossiler Kraftwerke korreliert, kaum noch tragbar. Gerade die Schweiz als kleines, aber hochgradig mit dem europäischen Raum vernetztes Land ist, wie oben ausgeführt, auf Gedeih und Verderb den europäischen und weltweiten wirtschaftlichen und geopolitischen Entwicklungen ausgesetzt, was sich bezogen auf die Grosswasserkraft direkt beim inländischen Strompreis niederschlägt. Ein signifikanter Ausbau der Wasserkraft, wie im Bericht prognostiziert, ist daher im aktuellen Investitionsumfeld stark zu hinterfragen, da sich solche Investitionen nicht amortisieren. Es werden vielmehr nur noch die für die Sicherheit der Anlagen relevanten Massnahmen durchgeführt und reaktiv das absolute Minimum investiert. Auch neue Anlagen werden im heutigen wirtschaftlichen Umfeld nicht mehr gebaut. Das trifft auch für das Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance zu, von dessen Wirkung für die Stabilität des Stromsystems physikalisch die gesamte Schweiz profitiert, das aber wirtschaftlich nicht betrieben werden kann.
- Die Flexibilität der Wasserkraft ist für die Versorgungssicherheit aktuell wie auch in Zukunft von zentraler Bedeutung und gleicht die zunehmenden Schwankungen im Stromnetz kurz-, mittel- und langfristig aus. Diese Versicherungsrolle wird jedoch unzureichend honoriert, sei es aufgrund der Preisbildung am Energy-only-Markt oder aber aufgrund regulatorischer Eingriffe (z. B. im Systemdienstleistungsmarkt). Es ist daher zentral, dass die Preisbildung grundsätzlich hinterfragt wird, und dass am Ende nicht mit allgemeinen Steuermitteln für diese Versicherungsfunktion aufgekommen werden muss. Vielmehr sollte diese Versicherungsfunktion in den Strompreis einbezogen werden und so verursachergerecht vom Stromverbraucher bezahlt werden. Unsere europäischen Nachbarländer haben denn auch flankierend zum Energy-only-Markt

³ Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband SWV, Wasserkraft: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen, Studien-Kurzfassung, 2018

⁴ Szenario 1 s.o., Basisjahr 2017 aus Wasserkraftanlagen der Schweiz Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung, BFE Stand 31.12.2018

Versicherungsprämien für Energie und Leistung eingeführt. Die Schweiz sollte die Erkenntnisse in die Revision des EnG und des StromVG einbauen und nicht weiter praktisch nur auf den Energy-only-Markt setzen.

- Die hohe Belastung der Wasserkraft mit Wasserzinsen und weiteren Abgaben (rund ein Drittel der Gestehungskosten), hohe Standards bezüglich der Umwelt wie auch der anstehende Heimfall bzw. das Ende der Konzessionen vieler Grosswasserkraftwerke und die damit verkürzte Amortisierungsperiode verschärfen diese Problematik.

Hauptanliegen seitens Alpiq

Alpiq begrüsst den Ausbau inländischer erneuerbarer Energien und dessen bessere rechtliche Verankerung im Energiegesetz. Mit der Umwandlung der bisherigen Richtwerte für das Jahr 2035 in verbindliche Zielwerte sowie der Formulierung von Zielwerten für das Jahr 2050 wird die Planungssicherheit erhöht und es werden die Eckpfeiler der Energiestrategie 2050 gefestigt. Allerdings erscheint uns die Erreichung dieser Zielwerte insbesondere bezüglich der Wasserkraft unter den bestehenden Rahmenbedingungen als höchst fragwürdig. Vor dem Hintergrund dieser Unsicherheiten ist es aus Sicht von Alpiq zwingend, dass die Wasserkraft als zentrale Stütze der Versorgungssicherheit auf ein solides und nachhaltiges Fundament gestellt wird.

Aus diesen Gründen fordert Alpiq, dass im Rahmen der Revision EnG folgende Verbesserungen implementiert werden:

1. Absicherung der Bedeutung der Grosswasserkraft in der Schweiz

Die Bedeutung der inländischen Wasserkraft wird, wie eingangs erwähnt, aufgrund der Preissetzung durch die Grenzkosten der fossilen Kraftwerke nicht angemessen bepreist. Aus Sicht von Alpiq ist es daher erforderlich, eine ganzheitliche Betrachtung vorzunehmen und dazu die EnG-Revision mit der Revision des StromVG eng zu koordinieren und abzustimmen. Insbesondere ist **im Rahmen der Revision StromVG die Ertragsseite der Wasserkraftproduktion** besser zu adressieren.

Die Koordination mit der Revision StromVG erfordert es auch, die bestehende **Marktprämie** nach Art. 30 EnG bis zur vollständigen Marktöffnung gemäss Revision StromVG fortzuführen und die aktuelle Befristung gemäss Art. 38 Abs. 2 EnG durch eine **neue Übergangslösung** zu ersetzen. Eine solche Anpassung ist im Sinne der Forderung in Art. 30 Abs. 5 EnG nach einem nahtlosen Übergang zwingend erforderlich und vermeidet einen komplizierten Systemwechsel im Rahmen des geltenden StromVG bei der Bestimmung der Grundversorgungstarife.

Der Wert der inländischen, erneuerbaren Energien kann über ein Regime von z.B. monatlichen Herkunftsnachweisen (HKN) unabhängig vom Energy-only-Markt besser abgebildet und honoriert werden. Mit der angedachten Qualitätsanforderung für die

Grundversorgung wird dazu ein Schritt in die richtige Richtung gemacht. Der Wert der systemrelevanten Wasserkraft würde bei einer monatlichen Stromkennzeichnungspflicht gestärkt und würde zudem Anreize schaffen, die Winterproduktion zu erweitern.

Parallel dazu sind aus Sicht von Alpiq auch Überlegungen zu noch weitgehenderen Absicherungen der nicht subventionierten inländischen erneuerbaren Produktion hinsichtlich der Versorgungssicherheit in Betracht zu ziehen. Wie Alpiq bereits im Rahmen ihrer Stellungnahme zur Revision StromVG ausgeführt hat, sind (marktbasierte) **Versicherungsprämien für Energie und Leistung** ein lösungsorientierter Ansatz, welcher auch in verschiedenen Ländern in unterschiedlicher Ausprägung bereits implementiert ist (USA, Frankreich, Grossbritannien, etc.), da schon seit einiger Zeit klar ist, dass der Energy-only-Markt die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten kann.

Mit der immer grösseren Durchdringung des Schweizer und europäischen Stromsystems mit erneuerbaren Energien ohne variable Kosten, nimmt der Wert der Energie in MWh kontinuierlich und zukünftig noch ausgeprägter ab. Die Schweizer Wasserkraft nimmt jedoch bereits heute für die Versorgungssicherheit unseres Landes eine zentrale Versicherungsfunktion ein. Trotz dem offensichtlichen, vielzitierten und gerühmten Wert dieser Versicherungsfunktion wird sie über den Energy-only-Markt nicht kostendeckend vergütet, obwohl die sichere Stromversorgung in der Schweiz in Zukunft noch viel stärker vor allem von der flexiblen Wasserkraft abhängen wird. Der effektive volkswirtschaftliche Wert besteht also weniger in der Bereitstellung von Energie als in der Bereitschaft, Energie und Leistung zu einem bestimmten, erforderlichen Zeitpunkt erbringen zu können. Nur mit einer derartigen, fundamentalen Änderung des Marktsystems, in welchem die Verfügbarkeit der Produktion zum erforderlichen Zeitpunkt einen Marktwert erhält, lassen sich auch (saisonale) Speicherlösungen effektiv und marktbasiert «beanreizen». Die im StromVG vorgesehene Speicherreserve kann die Versorgungssicherheit in Extremfällen zwar kurzfristig stärken, aber auf die langfristige Versorgungssicherheit hat sie keinen Einfluss, da sie keine Investitionsanreize für die Wasserkraft setzt. Hier braucht es weitere Instrumente wie z.B. Investitionsanreize, Einspeisevergütungen oder eine an den Gestehungskosten orientierte Preisbildung.

2. Förderung des Erhalts der bestehenden Wasserkraft in der Schweiz

Die Wasserkraft trägt heute bereits mit ca. 60% zur Stromversorgung der Schweiz bei und wird auch weiterhin das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung bleiben. Gerade im Kontext der Corona-Krise zeigt sich deutlich, wie wichtig eine gewisse Eigenversorgung der Schweiz ist. Die in der Energiestrategie 2050 formulierten Richtwerte für die erneuerbare Stromproduktion, die nun in verbindliche Zielwerte überführt werden sollen, haben das Ziel diesen **Eigenversorgungsgrad der Schweiz zu sichern**. Um dies zu erreichen, ist es zwingend **notwendig**, dass die **bestehende Wasserkraft erhalten bleibt und die Wasserkraft ihre Kosten decken kann**, damit sich die anstehenden Erneuerungsinvestitionen amortisieren lassen. Die Aussage im erläuternden Bericht zur VE-EnG

(Seite 17⁵), dass Erneuerungsinvestitionen unabhängig von deren Rentabilität durchgeführt werden, ist daher in hohem Masse irreführend und gefährlich. Die Aussage zeugt davon, dass die bestehende Wasserkraft als selbstverständlicher Sockel betrachtet wird. Wenn die Schweiz weiterhin auf die Wasserkraft als Stütze der Versorgungssicherheit bauen will, dann darf damit nicht Kapital vernichtet werden.

Aus diesem Grund geht die **vorgesehene Streichung** der Investitionsbeiträge für (wesentliche) **Erneuerungen** aus Sicht von Alpiq **in die falsche Richtung**. Vielmehr würde Alpiq bedingte Investitionsbeiträge für Erneuerungsinvestitionen begrüßen. Solche bedingte Investitionsbeiträge im Sinne einer Marktpreisrisiko-Versicherung sollten dann ausbezahlt werden, wenn die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen fünf Jahre seit der Erneuerungsinvestition unter den Gestehungskosten der Anlage waren. Der Betrag wäre in vier Schritten nach 5, 10, 15 und 20 Jahren mit jeweils z.B. maximal 15% der Kosten für Erneuerungsinvestitionen (in Summe: maximal 60% der Kosten, mindestens 40% verblieben beim den Projektant) auszurichten. Damit würden bestehenden Anlagen ordentlich erneuert und weiterhin präventiv unterhalten, anstelle der mittlerweile immer häufiger werdenden vorgenommenen reaktiven und notwendigen Reparaturen. Die Zuverlässigkeit und damit auch die Versorgungssicherheit würden dadurch nachhaltig gestützt werden.

3. Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Schweiz

Die im VE-EnG sowie im erläuternden Bericht vorgeschlagene Entkoppelung der Investitionsbeiträge von den «nicht-amortisierbaren Kosten» löst die Problematik der Abhängigkeit vom Marktpreisrisiko nicht und setzt daher kaum wesentliche Anreize für Neubauten. Daher fordert Alpiq, dass auf Gesetzesstufe ein **Fördermodell mit gleitenden Einspeiseprämien** festgelegt wird, wie es in Frankreich oder Deutschland bereits erfolgreich angewendet wird. Dabei bestimmen nicht die Erwartungen zur Marktpreisentwicklung zum Zeitpunkt der Investition das Fördervolumen, sondern – gleitend – die Marktpreise während der gesamten Förderdauer. Der Umfang der Einspeiseprämien wäre dabei mittels Auktionen zu ermitteln, wodurch die Fördereffizienz sichergestellt werden kann. Zudem trägt der Projektant in einem solchen Modell diejenigen Risiken, die er in seiner Rolle auch effektiv beeinflussen und steuern kann (Investitionskosten, Betriebskosten, Zuverlässigkeit, etc.). Damit würde auch die Gefahr einer übermässigen Förderung gebannt, da der Netzzuschlagsfonds bei hohen Marktpreisen nicht in Anspruch genommen würde. Ferner kann mit so einem System auch der Ungleichbehandlung zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch begegnet werden, in dem die Einspeiseprämie bei Anlagen mit Eigenverbrauch entsprechend gekürzt würde. Einzig bei Kleinanlagen, deren Abgrenzung zu Grossanlagen technologiespezifisch festzulegen wäre, sind Investitionsbeiträge oder Einmalvergütungen das angemessene Instrument, weil solche Anlagen typischerweise viel weniger dem Marktpreisrisiko ausgesetzt sind. Eine Angleichung an das System der Nachbarländer (Deutschland und Frankreich) hätte auch den Vorteil, dass die Anreize, in der Schweiz zu investieren, vergleichbarer werden.

⁵ «Zwingende Erneuerungsinvestitionen, ohne die eine Anlage nicht mehr weiter betrieben werden kann, werden somit bei grösseren Wasserkraftanlagen aus rein ökonomischem Interesse getätigt.»

4. Weitere Anmerkungen

Zu weiteren, konkreten Punkten des VE-EnG hat Alpiq folgende Forderungen und Kritikpunkte anzufügen:

- Es erschliesst sich für Alpiq nicht, warum eine **Unterscheidung bei den Anlagegrössen der Wasserkraft** getroffen wird. Im Vordergrund muss die Fördereffizienz stehen, nicht eine willkürliche Kategorisierung der Anlagegrössen.
- Aus Sicht von Alpiq sind die Motionen 18.3000 «Investitionsanreize für langfristigen Erhalt» und 19.3004 «Langfristige Stromversorgungssicherheit» nicht ausreichend adressiert: Einerseits erhöht der geforderte Ausbau erneuerbarer Energien (vor allem PV) weiter das Überangebot im Sommer und führt – wie in Deutschland vielfach zu beobachten war – zu einem Preiszerfall, welcher wiederum die Rentabilität aller Technologien schwächt. Gerade vor diesem Hintergrund erschliesst sich für Alpiq nicht, warum die systemrelevanten Pumpspeicherkraftwerke weiterhin von jeglicher Förderung ausgeschlossen werden, insbesondere wenn gerade diese Anlagen für die Systemstabilität und Integration der volatilen Erzeugungsformen (PV und Wind) eine Voraussetzung darstellen. Andererseits ist der **Ausbau der Winterproduktion nur ungenügend** adressiert: Investitionsanreize für (saisonale) Speicher fehlen weitgehend. Darüber hinaus muss aus Sicht von Alpiq der **Windenergie auch entsprechendes Gewicht beigemessen** werden, da diese erneuerbare Energieform einen Beitrag zur in der Schweiz fehlenden Winterproduktion beitragen kann.
- Alpiq begrüsst, dass gemäss Art. 26 Abs. 4 VE-EnG eine Vorfinanzierung für die aufwändigen Projektierungsarbeiten für Neubau- und Erweiterungsprojekte der Wasserkraft vorgesehen ist. Allerdings ist nicht nachvollziehbar, warum diese Vorfinanzierung bei der Windenergie (Art. 27a Abs. 3 VE-EnG) nur auf **Windmessungen limitiert** ist. Auch bei Windkraftprojekten fallen über die Windmessungen hinaus erhebliche Projektierungskosten und -risiken an, welche im Sinne einer Gleichbehandlung aller Technologien unterstützungswürdig sind. Dieser Aspekt ist zudem auch vor dem Hintergrund zu gewichten, dass Windenergie einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Winterproduktion beisteuern kann.
- Für die von Alpiq entwickelten **Windkraftprojekte ist es zentral, dass die aktuell gültigen KEV-Bescheide über die Revision EnG hinaus ihre Gültigkeit behalten**. Der Fortschritt bei den Windkraftprojekten wird vor allem durch öffentlichen Widerstand verlangsamt. Die bisherigen Projektarbeiten und Rentabilitätskalkulationen stützen sich darauf ab, ein Systemwechsel würde ihre Realisierung grundsätzlich in Frage stellen.

Im Hinblick auf die vorgesehene, vollständige Marktöffnung erscheint es systemfremd, dass im VE-EnG (Art. 15) weiterhin eine Abnahme- und Vergütungspflicht beim Verteilnetzbetreiber vorgesehen ist. Im Sinne einer strikten Entflechtung zwischen Netz (Monopol) und Energie (Markt) soll der Verteilnetzbetreiber nicht durch eine unnötige Abnahmepflicht wieder mit monopolfremden Aufgaben betraut werden. Vielmehr soll eine unabhängige Instanz, die im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt wird und auf den bestehenden

Direktvermarktungskompetenzen aufbauen kann, die Energie zum schweizweit einheitlichen Marktpreis abnehmen und im Grosshandel vermarkten.

Zusammenfassung der Hauptforderungen Alpiq zur Revision EnG

- Enge Abstimmung mit der Revision StromVG, insbesondere Verlängerung der Marktprämie für Grosswasserkraft bis zur vollständigen Marktöffnung in der Schweiz.
- Keine Streichung der Unterstützung für Erneuerungsinvestitionen bei Bestandsanlagen der Grosswasserkraft.
- Verbesserung der Investitionsanreize für Erneuerung, Erweiterung und Neubau durch Implementierung eines Fördermodells mit bedingten Investitionsbeiträgen bzw. auktionsbasierten, gleitenden Einspeiseprämien.
- Verbesserung der Rahmenbedingungen für Windenergie: Bestanderhalt gültiger KEV-Bescheide, Investitionsbeiträge für Projektierungsarbeiten sowie stärkere Priorisierung in Hinblick auf den Beitrag zur Winterproduktion.
- In Abstimmung mit der Revision StromVG: Prüfung der Einführung von (marktbasierten) Versicherungsprämien für Energie und Leistung zwecks angemessener Honorierung des Systembeitrags der Wasserkraft zu Versorgungssicherheit.

Für die detaillierten Anträge zur Änderung des VE-EnG verweisen wir auf die beigegefügte Synopse im Anhang zu diesem Brief.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken. Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Alpiq Holding AG



Jens Alder
Delegierter des Verwaltungsrates



Michael Wider
Head of Generation Switzerland

Anhang:

- Synopse zum Vorentwurf Energiegesetz vom 3. April 2020

Anhang: Synopse zum Vorentwurf Energiegesetz vom 3. April 2020

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
1. Kapitel: Zweck, Richtwerte und Grundsätze	1. Kapitel: Zweck, Ziele, Richtwerte und Grundsätze		
<p>Art. 2 Richtwerte für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien</p> <p>1 Bei der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4400 GWh und im Jahr 2035 bei mindestens 11400 GWh liegt.</p> <p>2 Bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist ein Ausbau anzustreben, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2035 bei mindestens 37400 GWh liegt. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Richtwerten enthalten.</p> <p>3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenrichtwerte festlegen.</p>	<p>Art. 2 Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien</p> <p>1 Die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, ausgenommen aus Wasserkraft, hat im Jahr 2035 mindestens 11400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 24200 GWh zu betragen.</p> <p>2 Die Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft hat im Jahr 2035 mindestens 37400 GWh und im Jahr 2050 mindestens 38600 GWh zu betragen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund von natürlichen Zuflüssen in diesen Werten enthalten.</p> <p>3 Der Bundesrat kann gesamthaft oder für einzelne Technologien weitere Zwischenziele festlegen.</p>		<p>Alpiq begrüsst verbindliche Richt- und Zielwerte. Sie erhöhen die Planungssicherheit und ermöglichen die Steuerung des Ausbaus der heimischen Produktion.</p> <p>Bedenken bestehen hinsichtlich der Umsetzung. Die Fördermassnahmen im EnG sind so auszugestalten, dass die Ziele tatsächlich erreicht werden können.</p> <p>Das Augenmerk gilt auch den Interessenskonflikten zwischen der Nutzung der erneuerbaren Energien und dem Schutz der Umwelt und der Landschaft.</p>
2. Kapitel: Energieversorgung			
<p>Art. 13 Zuerkennung des nationalen Interesses in weiteren Fällen</p> <p>1 Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn: a. sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbaurichtwerte leistet; und b. der Standortkanton einen entsprechenden Antrag stellt.</p> <p>2 Bei der Beurteilung des Antrags berücksichtigt der Bundesrat, ob, wie viele und welche Alternativstandorte es gibt.</p>	<p>1 Der Bundesrat kann einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien oder einem Pumpspeicherkraftwerk trotz Nichterreichens der erforderlichen Grösse und Bedeutung ausnahmsweise ein nationales Interesse im Sinne von Artikel 12 zuerkennen, wenn: a. sie oder es einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele leistet; und</p>		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
3. Kapitel: Einspeisung netzgebundener Energie und Eigenverbrauch			
Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht 1 Netzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten: a. die ihnen angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen; b. das ihnen angebotene Biogas. 2 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, wenn diese aus Anlagen stammt mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh. 3 Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes: a. Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität. b. Für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen richtet sie sich nach dem Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung. c. Bei Biogas orientiert sie sich am Preis, den der Netzbetreiber für den Kauf bei einem Dritten zu bezahlen hätte. 4 Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.	Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produzenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.	Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht von Elektrizität (neu) <u>1 Eine unabhängige Stelle (Abnahmestelle) hat schweizweit die ihr angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen abzunehmen und angemessen zu vergüten.</u> <u>2 Die Abnahmestelle wird durch eine Ausschreibung ermittelt. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.</u> <u>3 Die Abnahmestelle veräussert die abgenommene Elektrizität am Markt.</u> <u>4 Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, sofern der Aufwand der Betreiber für eine Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre, insbesondere für kleine Anlagen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.</u> <u>5 Die Vergütung der Elektrizität richtet sich nach dem Referenz-Marktpreis gemäss Art. 23.</u>	Alpiq erachtet eine Abnahme- und Vergütungspflicht von Verteilnetzbetreibern als systemfremd im Sinne des Unbundlings und im Hinblick auf die vollständige Marktöffnung. Diese soll durch eine unabhängige Stelle erfolgen. Zu Abs. 2: Für Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität muss keine neue Stelle geschaffen und entsprechende Kompetenzen aufgebaut werden. Die unabhängige, zentrale Abnahmestelle wird in einer Ausschreibung bestimmt, an der bestehende, aber auch neue Marktakteure teilnehmen können. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten des Ausschreibeverfahrens. Dazu gehört insbesondere auch die Dauer, während der die Teilnehmer die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung der angebotenen Elektrizität übernehmen. Zu Abs. 4: Die Abnahme- und Vergütungspflicht sollte nur für Kleinanlagen gelten. Für Grossanlagen sollte der Grundsatz der Direktvermarktung gelten. Es gilt daher, die heute im Gesetz festgehaltenen Schwellenwerte (3 MW oder 5000 MWh/a) mit der Direktvermarktungspflicht im Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien bzw. mit der Unterscheidung zwischen Klein- und Grossanlagen im neuen Regime in Einklang zu bringen, d. h. tendenziell zu senken. Der Formulierungsvorschlag orientiert sich an Art. 21 Abs. 2 EnG. Zu Abs. 5: Die Vergütung der abgenommenen Elektrizität durch die Abnahmestelle nach dem Referenz-Marktpreis entspricht dem im Faktenblatt zur Revision StromVG festgehaltenen Grundsatz (Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung).
Art. 16 Eigenverbrauch 1 Die Betreiber von Anlagen dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen. Sie dürfen die selbst produzierte Energie auch zum Verbrauch am Ort der			

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>Produktion ganz oder teilweise veräussern. Beides gilt als Eigenverbrauch. Der Bundesrat erlässt Bestimmungen zur Definition und Eingrenzung des Orts der Produktion.</p> <p>2 Absatz 1 gilt auch für Betreiber von Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen, eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen.</p>	<p>2 Absatz 1 gilt auch für Betreiber von Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen oder einen Investitionsbeitrag nach dem 5. Kapitel in Anspruch nehmen.</p>		
<p>4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Einspeisevergütungssystem)</p>		<p>4. Kapitel: Vergütung der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien)</p>	<p>Alpiq fordert, das System so anzupassen, dass für grosse Anlagen die massgeblichen Vergütungssätze nicht mehr administrativ basierend auf einer Schätzung der Gestehungskosten, sondern über wettbewerbliche Ausschreibungen festgelegt werden, und zwar für alle Technologien.</p> <p>Die gleitende Einspeiseprämie ist nicht zu verwechseln mit der bestehenden Marktprämie der Grosswasserkraft. Der Begriff und der Mechanismus der gleitenden Einspeiseprämie sind an die EU-Regelung angelehnt. Ein System mit ausschreibungsbasierten gleitenden Marktprämien wird unter anderem in Frankreich und Deutschland erfolgreich angewandt</p> <p>Eine gleitende Einspeiseprämie bedeutet im Gegensatz zur Marktprämie der Grosswasserkraft keine dauerhafte Administration. Es findet keine Kontrolle der Kosten statt. Die Teilnehmer bieten einen Preis pro kWh für x-Jahre. Die günstigsten Gebote erhalten den Zuschlag.</p> <p>Kleinanlagen sind in den meisten Fällen mit einem massgeblichen Anteil Eigenverbrauch verbunden. Sie sind somit in einem viel geringeren Ausmass dem Marktpreisrisiko ausgesetzt. Bei Investitionsentscheiden spielen auch andere als rein ökonomische Überlegungen eine Rolle.</p> <p>Eine Förderung über Investitionsbeiträge/ Einmalvergütungen ist daher für Kleinanlagen weiterhin angebracht (vgl. Kap. 5).</p>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>Art. 19 Teilnahme am Einspeisevergütungssystem</p> <p>1 Am Einspeisevergütungssystem können die Betreiber von Neuanlagen teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen:</p> <ol style="list-style-type: none"> Wasserkraft; Sonnenenergie; Windenergie; Geothermie; Biomasse. <p>2 Eine Teilnahme ist nur möglich, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36).</p> <p>3 Als Neuanlagen gelten Anlagen, die nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden sind.</p> <p>4 Nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können die Betreiber von:</p> <ol style="list-style-type: none"> Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW oder von mehr als 10 MW; Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW; Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen; Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen. <p>5 Die Betreiber von Wasserkraftanlagen, die mit Trinkwasserversorgungs- oder Abwasseranlagen verbunden sind, können auch am Einspeisevergütungssystem teilnehmen, wenn die Leistung der Anlage kleiner ist als 1 MW. Der Bundesrat kann für weitere Wasserkraftanlagen Ausnahmen von dieser Untergrenze vorsehen, sofern sie:</p> <ol style="list-style-type: none"> innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; oder mit keinen neuen Eingriffen in natürliche Gewässer verbunden sind. 		<p>Art. 19 Teilnahme am Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien</p> <p>1 Am <u>Einspeisevergütungssystem Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien</u> können die Betreiber <u>und Aggregatoren</u> von <u>neuen oder erheblich erweiterten Anlagen</u> teilnehmen, die sich für den entsprechenden Standort eignen und Elektrizität aus den folgenden erneuerbaren Energien erzeugen:</p> <ol style="list-style-type: none"> Wasserkraft; Sonnenenergie; Windenergie; Geothermie; Biomasse. <p>2 unverändert</p> <p>3 unverändert</p> <p>4 Nicht am <u>Einspeisevergütungssystem Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien</u> teilnehmen können die Betreiber <u>und Aggregatoren</u> von:</p> <ol style="list-style-type: none"> Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW oder von mehr als 10 MW; Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 200 kW; Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen); Schlammverbrennungs-, Klärgas- und Deponiegasanlagen; Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen. <p>5 unverändert</p>	<p>Alpiq fordert Ausschreibungen für alle grossen Anlagen und für alle Technologien. Die Ausschreibungen sind jedoch getrennt nach Technologie durchzuführen. Eine Kombination von Technologien soll nur dort erfolgen, wo es sinnvoll ist und die Technologien vergleichbar sind (wie PV & Wind). Bei PV, Wind und Biomasse soll eine gleitenden Einspeiseprämie ausgeschrieben werden.</p> <p>Auch für Wasserkraft werden Ausschreibungen bevorzugt. Es besteht jedoch das Risiko, dass es zu wenige Marktteilnehmer hat und zu hohe Preise erzielt würden. Daher wäre eine Lösung mit Obergrenzen für die Ausschreibungen denkbar.</p> <p>Ausschreibungsbasierte gleitende Einspeiseprämien weisen gegenüber Investitionsbeiträgen zusätzlich folgende Vorteile auf:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Massgeblich für die Höhe der Förderung ist nicht die Marktpreiserwartung zum Zeitpunkt der Investition, sondern der effektive Marktpreisverlauf während der Förderdauer. Steigt der Marktpreis etwa aufgrund steigender Nachfrage, CO₂- oder Brennstoffpreise höher als ursprünglich erwartet an, so reduzieren sich unmittelbar die finanzielle Gesamtbelastung der Endverbraucher (bei Marktpreisen über den Gestehungskosten entstehen keine Kosten). • Durch eine gleitende Einspeiseprämie ist es einfach möglich, die Produktion im Winterhalbjahr zu beanreizen. Dies kann dadurch geschehen, dass der wettbewerblich ermittelte Referenzvergütungssatz in Wintermonaten um einen bestimmten, bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung vorgegebenen Faktor nach oben und in Sommermonaten nach unten angepasst wird. • Die Ausschreibungen können so grundsätzlich technologieübergreifend stattfinden, da nicht die installierte Leistung pro Kilowatt, sondern die

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe b zusammen mit derjenigen für die Einmalvergütung erhöhen (Art. 24 Abs. 1 Bst. a). Gibt es eine Überschneidung, so können die Anlagebetreiber zwischen Einspeisevergütungssystem und Einmalvergütung wählen.</p> <p>7 Er regelt die weiteren Einzelheiten zum Einspeisevergütungssystem, insbesondere:</p> <p>a. das Antragsverfahren; b. die Vergütungsdauer; c. energetische, ökologische und andere Mindestanforderungen; d. das vorzeitige Erlöschen des Anspruchs auf Teilnahme am Einspeisevergütungssystem; e. den Austritt sowie die Bedingungen für einen vorübergehenden Austritt aus dem Einspeisevergütungssystem; f. die rechnerische Weiterverteilung der eingespeisten Elektrizität durch die als Mess- und Abrechnungseinheiten tätigen Bilanzgruppen; g. weitere Aufgaben der Bilanzgruppen und der Netzbetreiber, insbesondere eine Pflicht zur Abnahme und Vergütung im Rahmen von Artikel 21 sowie eine allfällige damit zusammenhängende Vorleistungspflicht.</p>	<p>6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenze nach Absatz 4 Buchstabe b erhöhen. Gibt es eine Überschneidung mit der Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen Einspeisevergütung und Einmalvergütung wählen.</p>	<p>6 Der Bundesrat kann die Leistungsgrenzen nach Absatz 4 Buchstaben <u>a und b</u> erhöhen <u>und für weitere Erzeugungstechnologien Leistungsgrenzen einführen</u>. Gibt es eine Überschneidung mit den Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen Ausschreibungsverfahren für gleitende Einspeiseprämien und Einmalvergütung wählen.</p> <p>7 unverändert</p>	<p>tatsächliche Energieproduktion pro Kilowattstunde entschädigt wird.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Um im Auktionsregime für Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch gleiche Voraussetzungen zu schaffen, besteht die Möglichkeit, die gleitende Einspeiseprämie regelmässig um jenen Betrag zu kürzen, der den vermiedenen Netznutzungskosten und Abgaben aus dem Eigenverbrauch entspricht. In einem Regime mit Investitionsbeiträgen ist eine Korrektur demgegenüber höchstens a priori auf der Basis des geschätzten künftigen Eigenverbrauchs und der damit verbundenen geschätzten Kostenminderungen möglich. Der Eigenverbrauchsanteil einer Anlage kann sich aber während der Betriebsdauer massgeblich ändern, etwa mittels nachträglicher Gründung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV). Dies zu überwachen und ggf. nachträglich einen Teil des Investitionsbeitrages zurückzufordern, wäre schwierig. (Aufwändig dies zu tun!) • Eine Angleichung an das System der Nachbarländer (DE & FR) hat den Vorteil, dass die Anreize in der Schweiz zu investieren vergleichbarer werden. Die Realität zeigt derzeit, dass Investitionen (auch von Schweizer Unternehmen) im Ausland getätigt werden. Dort spielt jedoch die einfachere Machbarkeit auch eine Rolle. <p>Das Regime soll grundsätzlich nur für Grossanlagen oder gepoolte Anlagen gelten.</p> <p>Die Grenze zwischen Gross- und Kleinanlagen sollte auf Verordnungsstufe technologiespezifisch festgelegt werden. So kann der Bundesrat die beiden Systeme (ausschreibungs-basierte gleitende Einspeiseprämien für Grossanlagen und Investitionsbeiträge für Kleinanlagen) gegeneinander austarieren.</p> <p>Die Finanzierung von kleinen Anlagen ist angesichts ihrer Vorteile ohne Abstriche weiterzuführen. Die im europäischen</p>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
			Strombinnenmarkt übliche Unterteilung der Finanzierungsmodelle in Kleinanlagen und Grossanlagen soll auch für die Schweiz gelten.
<p>Art. 20 Teilweise Teilnahme</p> <p>1 Der Bundesrat kann vorsehen, dass der Betreiber einer Anlage nur mit einem Teil der produzierten Elektrizität, die er nicht selber verbraucht (Art. 16 und 17), am Einspeisevergütungssystem teilnehmen kann, insbesondere wenn es sich um eine grosse Anlage handelt und diese einen erheblichen Teil der Produktion einspeist.</p> <p>2 Er regelt die Voraussetzungen.</p>		<p>Art. 20 Teilweise Teilnahme</p> <p>1 Der Bundesrat kann vorsehen, dass der Betreiber einer Anlage nur mit einem Teil der produzierten Elektrizität, die er nicht selber verbraucht (Art. 16 und 17), am <u>Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien</u> Einspeisevergütungssystem teilnehmen kann, insbesondere wenn es sich um eine grosse Anlage handelt und diese einen erheblichen Teil der Produktion einspeist.</p> <p>2 unverändert</p> <p>3 <u>Erheblich erweiterte Anlagen nehmen nur im Umfang der dadurch erzielten Mehrproduktion am Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien teil.</u></p>	
<p>Art. 21 Direktvermarktung</p> <p>1 Die Betreiber verkaufen ihre Elektrizität selber am Markt.</p> <p>2 Für einzelne Anlagentypen, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.</p> <p>3 Die Einspeisevergütung setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der Einspeiseprämie für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.</p> <p>4 Die Einspeiseprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.</p>		<p>Art. 21 Direktvermarktung</p> <p>1 unverändert</p> <p>2 Für <u>Anlagen, die vor dem 1.1.2023 in Betrieb genommen wurden</u>, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.</p> <p>3 Die gleitende Einspeiseprämien setzt sich bei der Direktvermarktung für den einzelnen Betreiber aus dem von ihm am Markt erzielten Erlös und der <u>Einspeiseprämie gleitenden Einspeiseprämie</u> für die eingespeiste Elektrizität zusammen. In den Fällen nach Absatz 2 setzt sie sich aus dem Referenz-Marktpreis und der Einspeiseprämie zusammen.</p>	Ausnahmen vom Grundsatz der Direktvermarktung gibt es nur noch für alte Anlagen.

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>5 Übersteigt der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.</p>		<p>4 Die Einspeiseprämie <u>gleitende Einspeiseprämie</u> ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und dem Referenz-Marktpreis.</p> <p>5 Übersteigt bei Anlagen, die vor dem <u>1.1.2023 in Betrieb genommen wurden</u>, der Referenz-Marktpreis den Vergütungssatz, so steht der übersteigende Teil dem Netzzuschlagsfonds (Art. 37) zu.</p> <p>6 Bei Anlagen, die vom <u>Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen</u>, reduziert sich die <u>gleitende Einspeiseprämie um die durch den Eigenverbrauch vermiedenen Netznutzungsentgelte und Abgaben</u>.</p>	<p>Muss auf alte Anlagen beschränkt werden, sonst haben wir ein CfD-Modell und keine Risikoteilung</p> <p>Die Gleichbehandlung von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch kann dadurch erreicht werden, dass die beim Eigenverbrauch vermiedenen Kosten von der gleitenden Marktpremie abgezogen werden.</p>
<p>Art. 22 Vergütungssatz</p> <p>Der Vergütungssatz orientiert sich an den bei der Inbetriebnahme einer Anlage massgeblichen Gesteuerungskosten von Referenzanlagen. Die Referenzanlagen entsprechen der jeweils effizientesten Technologie; diese muss langfristig wirtschaftlich sein.</p> <p>2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich.</p> <p>3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere über:</p> <ol style="list-style-type: none"> die Vergütungssätze je Erzeugungstechnologie, Kategorie und Leistungsklasse; ein allfälliges einzelfallweises Festlegen des Vergütungssatzes durch das Bundesamt für Energie (BFE) für Anlagen, die nicht sinnvoll einer Referenzanlage zugewiesen werden können; eine periodische Überprüfung der Vergütungssätze, unter anderem anhand der jeweiligen Kapitalkosten; die Anpassung der Vergütungssätze; Ausnahmen vom Grundsatz nach Absatz 2, insbesondere über die Anpassung der Vergütungssätze für bereits am Einspeisevergütungssystem teilnehmende Anlagen, wenn bei der jeweiligen Referenzanlage übermässige Gewinne oder übermässige Verluste erzielt werden. 		<p>Art. 22 Vergütungssatz</p> <p>1 <u>Die Höhe des Vergütungssatzes wird über Ausschreibungen bestimmt. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen und regelt die Einzelheiten.</u></p> <p>2 Der Vergütungssatz bleibt während der ganzen Vergütungsdauer gleich. <u>Er kann saisonal abgestuft werden.</u></p> <p>3 Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere über:</p> <ol style="list-style-type: none"> streichen streichen streichen streichen unverändert 	<p>Der Vergütungssatz wird im Grundsatz nur noch über Ausschreibungen und nicht mehr administrativ anhand der Gesteuerungskosten festgelegt. In Ausnahmefällen, insbesondere in Fällen ungenügender Liquidität, sollte der Bundesrat einzelne Vergütungssätze administrativ festsetzen können (z. B. Übernahme des Ergebnisses von PV-Auktionen auch für andere Technologien)</p>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen	5. Kapitel: Investitionsbeitrag für Photovoltaik-, Wasserkraft-, Biomasse-, Windenergie- und Geothermieanlagen		
<p>Art. 24 Allgemeine Voraussetzungen und Zahlungsmodalitäten</p> <p>1 Die Betreiber der folgenden Anlagen können, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen:</p> <p>a. Photovoltaikanlagen: für neue Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen; der Bundesrat kann eine höhere Leistungsobergrenze festlegen;</p> <p>b. Wasserkraftanlagen, ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. für Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, 2. für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW; <p>c. Biomasseanlagen: für neue Kehrlichtverbrennungs- und neue Klärgasanlagen sowie für neue Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen.</p> <p>2 Die Ausnahmen für Wasserkraftanlagen nach Artikel 19 Absatz 5 gelten auch im Rahmen dieses Kapitels</p> <p>3 Die Betreiber können nur einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen, wenn die neue Anlage oder die erheblich erweiterte oder erneuerte Anlage nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden ist.</p> <p>4 Die Betreiber von Photovoltaikanlagen erhalten den Investitionsbeitrag als einmalige Zahlung (Einmalvergütung). Für die Betreiber von Wasserkraft- und Biomasseanlagen kann der Bundesrat eine gestaffelte Auszahlung vorsehen</p>	<p>Art. 24 Grundsatz</p> <p>Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.</p>	<p>Art. 24</p> <p>1 Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien kann gestützt auf die Bestimmungen dieses Kapitels und, sofern die Mittel reichen (Art. 35 und 36), ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden. <u>Dieser Investitionsbeitrag ist gemessen am Beitrag zur Winterproduktion abzustufen.</u></p> <p><u>2 Davon ausgenommen sind Anlagen, die am Ausschreibeverfahren für gleitende Einspeiseprämien (Art. 19) teilnehmen können.</u></p>	
<p>Art. 25 Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen</p> <p>1 Die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe a beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen.</p>	<p>Art. 25 Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen</p> <p>1 Für neue und erheblich erweiterte Photovoltaikanlagen kann ein Investitionsbeitrag (Einmalvergütung) in Anspruch genommen werden.</p>		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>2 Der Bundesrat legt die Ansätze fest; er kann Kategorien bilden.</p>	<p>2 Die Einmalvergütung beträgt höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen.</p> <p>3 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, kann die Einmalvergütung in Abweichung von Absatz 2 bis zu 60 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen betragen.</p>		
	<p>Art. 25a Auktionen für die Einmalvergütung</p> <p>1 Für neue Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung kann der Bundesrat vorsehen, dass die Höhe der Einmalvergütung durch Auktionen bestimmt wird.</p> <p>2 Für Anlagen, die die gesamte produzierte Elektrizität einspeisen, und für Anlagen, die vom Eigenverbrauch gemäss Artikel 16 Gebrauch machen, kann er je separate Auktionen mit unterschiedlichen Bedingungen vorsehen.</p> <p>3 Der Vergütungssatz pro Kilowatt Leistung ist das Hauptkriterium für den Zuschlag. Der Bundesrat kann weitere Kriterien vorsehen.</p> <p>4 Der Bundesrat kann vorsehen, dass eine Sicherheitsleistung von bis zu 10 Prozent dessen zu hinterlegen ist, was die Einmalvergütung für die gesamte gebotene Menge betragen würde.</p> <p>5 Er kann Sanktionen von bis zu 10 Prozent dessen vorsehen, was die Einmalvergütung für die gesamte gebotene Menge betragen würde, insbesondere für den Fall, dass ein Projekt:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. nicht innerhalb der gesetzten Frist realisiert wird; b. die zugesicherten Ziele nicht oder nur teilweise erreicht; c. die im Angebot zugesicherten Eigenschaften nicht oder nur teilweise aufweist. 	<p><i>streichen</i></p>	<p>Einmalvergütungen soll es nur noch für Kleinanlagen geben. Dort sind Auktionen jedoch nicht sinnvoll.</p>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen</p> <p>1 Der Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe b wird im Einzelfall bestimmt. Er beträgt für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten, für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW höchstens 40 Prozent.</p> <p>2 Der Bundesrat legt die Bemessungskriterien und Ansätze fest. Er kann für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen unterhalb einer bestimmten Schwelle Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip festlegen.</p>	<p>Art. 26 Investitionsbeitrag für Wasserkraftanlagen</p> <p>1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:</p> <p>a. neue Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mindestens 1 MW;</p> <p>b. erhebliche Erweiterungen von Anlagen, die nach der Erweiterung eine Leistung von mindestens 300 kW aufweisen; und</p> <p>c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW und höchstens 5 MW.</p> <p>2 Kein Anspruch auf Investitionsbeitrag besteht für den Anteil des Umwälzbetriebs einer Anlage.</p> <p>3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</p> <p>4 Für die Projektierung neuer und erheblich erweiterter Wasserkraftanlagen, die die Anforderungen nach den Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 2 erfüllen, kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.</p> <p>5 Die Untergrenzen gemäss Absatz 1 gelten nicht für Nebennutzungsanlagen.</p>	<p><i>Eventualantrag Alpiq:</i></p> <p><i>c. erhebliche Erneuerungen von Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW und höchstens 5 MW.</i></p> <p><i>2 streichen</i></p> <p><i>3 Der Investitionsbeitrag nach Absatz 1 Buchstaben a und b beträgt für Anlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW höchstens 60 Prozent, für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW sowie für die Erneuerungen nach Absatz 1 Buchstabe c höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</i></p>	<p>Es ist aus Sicht Alpiq inakzeptabel, dass Erneuerungen von Wasserkraftanlagen keine Investitionsbeiträge erhalten sollen. Die bestehende Wasserkraft als Rückgrat der Versorgungssicherheit muss weiterhin gefördert werden, da die Verwerfungen des Energy-only-Marktes die Finanzierung von Erneuerungsinvestitionen nicht im erforderlichen Umfang ermöglichen. <i>Sollten weiterhin Investitionsbeiträge ausgerichtet werden, beantragt Alpiq eventualiter die Wiederaufnahme von Investitionsbeiträgen für Erneuerung.</i></p> <p>Zudem bestehen im Bereich der Kleinwasserkraftwerke heute noch viele ehehafte Wasserrechte, deren Bestandsschutz durch ein aktuelles Bundesgerichtsurteil (1C_631/2017 vom 29.3.2019) stark reduziert wurde. Erneuerungen inklusive der Anpassung an aktuelle Gewässerschutzvorschriften sind ohne Investitionsbeiträge kaum finanzierbar, was den Erhalt dieser Wasserkraftwerke in Frage stellt. Auch aus diesem Grund sind Investitionsbeiträge für Erneuerungen weiterhin erforderlich, um die Ziele der Energiestrategie 2050 zu erreichen.</p> <p>Umwälzwerke sind für die Integration dargebotsabhängiger Stromproduktion in das Stromversorgungssystem unerlässlich. Daher sollen auch solche Anlagen(-teile) von Investitionsbeiträgen profitieren können.</p> <p>Die Unterscheidung zwischen Klein- und Grosswasserkraft ist hinfällig – entscheidend soll die Fördereffizienz sein.</p>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
	<p>6 Der Bundesrat kann weitere Wasserkraftanlagen von der Untergrenze gemäss Absatz 1 ausnehmen, sofern sie:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. innerhalb von bereits genutzten Gewässerstrecken liegen; und b. mit keinen neuen Eingriffen in natürliche oder ökologisch wertvolle Gewässer verbunden sind. <p>7 Das UVEK bezeichnet Anlagen, die aufgrund ihrer Bedeutung für die Erreichung der Ziele nach Artikel 2 Absatz 2 bei der Gewährung des Beitrags nach Absatz 1 Buchstaben a und b prioritär behandelt werden.</p>		
		<p>Art. 26a Bedingte Investitionsbeiträge für Erneuerungen von Wasserkraftanlagen</p> <p>1 Für erhebliche Erneuerungen von Wasserkraftanlagen von mindestens 5 MW kann ein bedingter Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.</p> <p>2 Die Auszahlung kann jeweils 5, 10, 15 und 20 Jahre nach Inbetriebnahme für jeweils 15% der anrechenbaren Investitionskosten beantragt werden (insgesamt max. 60%), falls die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen 5 Jahre unter den Gestehungskosten lagen.</p>	<p>Anders als im erläuternden Bericht dargestellt werden Erneuerungsinvestitionen auch bei grösseren Wasserkraftanlagen nicht in jedem Fall aus (langfristigem) betriebswirtschaftlichem Kalkül getätigt.</p> <p>(1) Bei fehlender Rentabilität werden anstelle von echten präventiven Erneuerungen nur reaktive notwendige Reparaturen vorgenommen. Die Zunahme von ungeplanten Ausfällen wird dabei bewusst in Kauf genommen. Dies geht zulasten der Zuverlässigkeit der Anlagen und letztlich der Versorgungssicherheit.</p> <p>(2) Die vorgeschlagene Nicht-Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen bei grösseren Wasserkraftanlagen wird dazu führen, dass sinnvolle und von den Kantonen und Gemeinden gewollte vorzeitige Neukonzessionierungen nun möglicherweise nicht erfolgen werden. Die Umsetzung der Vorgaben nach Gewässerschutzgesetz wird dadurch ebenfalls weiter verzögert. Auch reguläre Neukonzessionierungen sind gefährdet.</p> <p>Mit den alternativ vorgeschlagenen bedingten Investitionsbeiträgen sollen Erneuerungsinvestitionen und damit die Versorgungssicherheit sichergestellt werden, indem für diese Investitionen ein Teil des Marktrisikos versichert wird.</p>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen</p> <p>1 Der Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe c wird im Einzelfall bestimmt. Er beträgt höchstens 20 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</p> <p>2 Der Bundesrat legt die Bemessungskriterien und Ansätze fest. Er kann für Investitionen in Klärgasanlagen unterhalb einer bestimmten Schwelle Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip festlegen.</p>	<p>Art. 27 Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen</p> <p>1 Für neue Biomasseanlagen und erheblich erweiterte oder erneuerte Anlagen kann ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.</p> <p>2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</p> <p>3 Kein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:</p> <p>a. Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (Kehrichtverbrennungsanlagen);</p> <p>b. Schlammverbrennungs-, Klärgas-, Deponiegasanlagen;</p> <p>c. Anlagen, die teilweise fossile Brenn- oder Treibstoffe nutzen.</p>		<p>Ausser sie beziehen gleitende Einspeiseprämie.</p>
	<p>Art. 27a Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen</p> <p>1 Für neue Windenergieanlagen in einer nahen räumlichen und gemeinsamen Anordnung (Windpark) kann, wenn der Windpark eine Leistung von mindestens 10 MW aufweist, ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden.</p> <p>2 Er beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</p> <p>3 Für Windmessungen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Windmessungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.</p> <p>4 Für einzelne Windenergieanlagen kann abweichend von Absatz 1 ein Investitionsbeitrag in Anspruch genommen werden, wenn der Standortkanton den Bau von einzelnen Windenergieanlagen vorsieht.</p>	<p>3 Für die <u>Projektierung von neuen Windenergieanlagen und für Windmessungen</u> kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren <u>Windmessungskosten Projektierungskosten</u> und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 abgezogen.</p>	<p>3 Für Windkraftanlagen sollten bezüglich der Projektierungskosten die gleichen Regelungen gelten wie bei Wasserkraftwerken und Geothermieanlagen. Sie tragen zur Winterproduktion bei.</p>
	<p>Art. 27b Investitionsbeiträge für Geothermieanlagen</p> <p>1 Ein Investitionsbeitrag kann in Anspruch genommen werden für:</p>		<p>Ausser sie beziehen gleitende Einspeiseprämie</p>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
	<p>a. die Prospektion von geothermischen Ressourcen; b. die Erschliessung von geothermischen Ressourcen; c. neue Geothermieanlagen.</p> <p>2 Jeder Beitrag beträgt höchstens 60 Prozent der anrechenbaren Investitionskosten.</p> <p>3 Für die Projektierung von neuen Geothermieanlagen kann ein Beitrag in Anspruch genommen werden. Er beträgt höchstens 40 Prozent der anrechenbaren Projektierungskosten und wird von einem allfälligen Beitrag nach Absatz 1 Buchstabe c abgezogen.</p>		
<p>Art. 28 Baubeginn</p> <p>1 Wer einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen will, darf mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst beginnen, nachdem das BFE eine Zusicherung abgegeben hat. Das BFE kann einen früheren Baubeginn bewilligen.</p> <p>2 Wer ohne Zusicherung oder ohne Bewilligung eines früheren Baubeginns mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten einer Wasserkraft- oder einer Biomasseanlage beginnt, erhält keinen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27.</p> <p>3 Der Bundesrat kann diese Regeln auf die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung ausdehnen.</p>	<p>1 Wer einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel in Anspruch nehmen will, darf mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten erst beginnen, nachdem das BFE eine Zusicherung abgegeben hat. Das BFE kann einen früheren Baubeginn bewilligen.</p> <p>2 Wer ohne Zusicherung oder ohne Bewilligung eines früheren Baubeginns mit den Bau-, Erweiterungs- oder Erneuerungsarbeiten einer Anlage beginnt, erhält keinen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel.</p>		
<p>Art. 29 Bedingungen und Einzelheiten</p> <p>1 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten für die Einmalvergütung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27, insbesondere:</p> <p>a. das Antragsverfahren; b. die Ansätze für die Einmalvergütung und für die Investitionsbeiträge, einschliesslich der anrechenbaren Kosten, wobei er für die verschiedenen Technologien unterschiedliche Berechnungsmethoden vorsehen kann; c. die periodische Überprüfung und Anpassung dieser Ansätze;</p>	<p>Art. 29 Einzelheiten</p> <p>1 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten für die Investitionsbeiträge nach diesem Kapitel, insbesondere:</p>		<p>Eventualantrag Alpiq bei Beibehaltung Investitionsbeiträgen: <i>Bei der Bestimmung der anrechenbaren Kosten sind die Kapitalkosten (WACC) einer der wichtigsten Parameter. Der in der Vergangenheit vom UVEK festgelegte WACC ist dabei aus Sicht von Alpiq bei Neuanlagen und erheblichen Erweiterungen deutlich zu tief, insbesondere im Vergleich zu den Kapitalkosten bestehender Anlagen. Der gleiche Kapitalkostensatz wird bekanntlich auch bei der Berechnung der</i></p>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>d. die Kriterien, anhand derer beurteilt wird, ob eine Erweiterung oder Erneuerung einer Anlage erheblich ist;</p> <p>e. die Kriterien, anhand derer Neuanlagen von erheblichen Erweiterungen oder Erneuerungen unterschieden werden.</p> <p>2 Bei der Festlegung der Ansätze und bei deren allfälliger Anpassung ist sicherzustellen, dass die Einmalvergütung und die Investitionsbeiträge die nicht amortisier-baren Mehrkosten nicht übersteigen. Die nicht amortisierbaren Mehrkosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den kapitalisierten Gestehungskosten für die Elektrizitätsproduktion und dem erzielbaren kapitalisierten Marktpreis.</p> <p>3 Der Bundesrat kann ausserdem vorsehen:</p> <p>a. energetische, ökologische und andere Mindestanforderungen;</p> <p>b. die Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit der Anlagen;</p> <p>c. eine Rückforderung der Einmalvergütung oder der Investitionsbeiträge, namentlich wenn die Bedingungen des Energiemarktes zu einer übermässigen Rentabilität führen;</p> <p>d. die für eine Einmalvergütung nötige Mindestgrösse einer Anlage;</p> <p>e. Höchstbeiträge;</p> <p>f. einen Ausschluss oder eine Kürzung der Einmalvergütung oder der Investitionsbeiträge, wenn anderweitig eine Finanzhilfe ausgerichtet wurde;</p> <p>g. eine Mindestdauer, während der ein Betreiber für eine Anlage, für die er schon eine Einmalvergütung oder einen Investitionsbeitrag erhalten hat, nicht erneut eine solche oder einen solchen in Anspruch nehmen kann.</p>	<p>2 Aufgehoben</p> <p>3 Der Bundesrat kann zudem insbesondere vorsehen:</p> <p>h. unterschiedliche Kategorien innerhalb der einzelnen Technologien;</p> <p>i. Ansätze nach dem Referenzanlagenprinzip für Investitionsbeiträge nach Art. 26–27b bei bestimmten Leistungsklassen;</p> <p>j. die Herabsetzung der Obergrenze von Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe c;</p> <p>k. dass Projektanten, die einen Investitionsbeitrag nach diesem Kapitel erhalten, dem Bund Daten und Informationen, die im öffentlichen Interesse stehen, zur Verfügung stellen müssen.</p>		<p><i>Gestehungskosten von bestehenden Anlagen beigezogen. Alpiq sieht dabei folgende Gründe für diese Aussage:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Laufzeit</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Die Laufzeit der Bonds sollte der Laufzeit des Projektes entsprechen. Bei Hydroprojekten haben wir üblicherweise sehr lange Laufzeiten (50 bis 80 Jahre). 10 Jahre Bondlaufzeit zur Herleitung des risikolosen Zinssatzes scheint uns dagegen sehr kurz. Das gleiche gilt für die Herleitung des Fremdkapitalzinses (Schweizer Bundesobligationen mit einer Restlaufzeit von 5 Jahren).</i> 2. <i>Peer Gruppe</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Die Peer Gruppe sollte grundsätzlich dem Risikoprofil des Projektes angepasst werden. Diversifizierte, europäische Energieunternehmen weisen aus unserer Sicht ein tieferes Risikoprofil als Wasserkraftinvestitionen aus. Eine angemessenere Peer Gruppe wird daher zu einem höheren WACC führen.</i> • <i>Beispiel: für den Neubau eines Wasserkraftwerkes sollte die Peer Gruppe so zusammengestellt werden, dass diese ebenfalls Greenfield Risiken enthält (z.B. durch die Wahl von Projektentwickler als Peer Gruppe).</i> 3. <i>Size Premium</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Die Grösse spielt grundsätzlich eine Rolle bei der Renditeerwartung. Je kleiner die Investition desto grösser sollte der WACC sein. Investitionen in Wasserkraftwerke in der Schweiz sind im Vergleich zur Marktkapitalisierung von europäischen Versorgern klein. Ein höherer WACC ist somit gerechtfertigt.</i> 4. <i>Illiquidität der Assets</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Die Berechnung des WACCs basiert auf liquiden Aktien von europäischen Energieversorgern. Diese Aktien sind sehr schnell und ohne grössere Kosten veräusserbar.</i> • <i>Investition in Wasserkraft weist jedoch eine hohe Illiquidität auf. Der Verkauf solcher Investitionen ist langwierig und verursacht hohe Kosten. Ein Aufschlag beim WACC ist daher gerechtfertigt.</i>

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>6. Kapitel: Besondere Unterstützungsmassnahmen</p>			
<p>Art. 30 Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen</p> <p>1 Die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW können für die Elektrizität aus diesen Anlagen, die sie am Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, eine Marktprämie in Anspruch nehmen, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36). Die Marktprämie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt aber höchstens 1,0 Rappen/kWh. Müssen nicht die Betreiber selbst das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern ihre Eigner, so steht diesen anstelle der Betreiber die Marktprämie zu, sofern die Betreiber diese Risikotragung bestätigen.</p> <p>2 Müssen nicht die Eigner ihrerseits das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern Elektrizitätsversorgungsunternehmen, weil sie vertraglich zum Bezug der Elektrizität zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen verpflichtet sind, so steht diesen Unternehmen anstelle der Eigner die Marktprämie zu, sofern die Eigner diese Risikotragung bestätigen.</p> <p>3 Die Berechtigten stellen im gleichen Gesuch Antrag für sämtliche zur Marktprämie berechtigende Elektrizität in ihrem Portfolio, auch wenn diese von verschiedenen Anlagen oder Betreibern stammt.</p> <p>4 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Ermittlung von Referenzpreisen, die als Marktpreis heranzuziehen sind und die auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität gelten; b. eine allfällige Berücksichtigung weiterer relevanter Erlöse; c. die anrechenbaren Kosten und deren Ermittlung; d. eine allfällige Delegation an das BFE zur näheren Bestimmung der gesamten Erlöse und Kosten, einschliesslich der Kapitalkosten; e. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2); f. das Verfahren, einschliesslich der einzureichenden Unterlagen, die Auszahlungsmodalitäten und die Zusammenarbeit zwischen dem BFE und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom); 	<p>4 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> e. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für erhebliche Erweiterungen (Art. 26 Abs. 1 Bst. b); 		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>g. Offenlegungspflichten von nicht selber anspruchsberechtigten Betreibern und Eignern; h. die spätere ganze oder teilweise Rückforderung der Marktprämie, insbesondere wegen unrichtiger oder unvollständiger Angaben.</p> <p>5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem.</p>			
<p>7. Kapitel: Netzzuschlag</p>			
<p>1. Abschnitt: Erhebung, Verwendung und Netzzuschlagsfonds</p>			
<p>Art. 35 Erhebung und Verwendung</p> <p>1 Die Vollzugsstelle gemäss Artikel 64 erhebt von den Netzbetreibern einen Zu-schlag auf dem Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz (Netzzuschlag) und legt ihn in den Netzzuschlagsfonds (Art. 37) ein. Die Netzbetreiber können den Netzzuschlag auf die Endverbraucherinnen und Endverbraucher überwälzen.</p> <p>2 Mit dem Netzzuschlag werden finanziert:</p> <p>a. die Einspeiseprämie nach Artikel 21 im Einspeisevergütungssystem und die damit verbundenen Abwicklungskosten;</p> <p>b. die nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten für Einspeisevergütungen nach bisherigem Recht;</p> <p>c. die nicht durch Marktpreise gedeckten Kosten für die Mehrkosten-Vergütungen nach Artikel 73 Absatz 4;</p> <p>d. die Einmalvergütung nach Artikel 25 und die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27;</p> <p>e. die Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen nach Artikel 30;</p> <p>f. die Kosten der wettbewerblichen Ausschreibungen nach Artikel 32;</p> <p>g. die Geothermie-Erkundungsbeiträge und die Verluste aus Geothermie-Garantien nach Artikel 33;</p> <p>h. die Entschädigung nach Artikel 34;</p> <p>i. die jeweiligen Vollzugskosten, insbesondere die notwendigen Kosten der Vollzugsstelle;</p> <p>j. die Kosten des BFE, die diesem aus seinen Aufgaben gegenüber der Vollzugsstelle entstehen.</p>	<p>2 Mit dem Netzzuschlag werden finanziert:</p> <p>d. die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel;</p> <p>g. die Verluste aus Geothermie-Garantien nach Artikel 33;</p>		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>3 Der Netzzuschlag beträgt höchstens 2,3 Rappen/kWh. Der Bundesrat legt ihn bedarfsgerecht fest.</p>			
<p>Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste</p> <p>1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten:</p> <p>a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. wettbewerblichen Ausschreibungen, 2. Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien, 3. Entschädigung nach Artikel 34; <p>b. ein über die letzten fünf Jahre gemittelter Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW;</p> <p>c. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen.</p> <p>2 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für die Betreiber von Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (Photovoltaik-Kontingent). Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung bei der Photovoltaik einerseits und bei den übrigen Technologien andererseits Rechnung. Es berücksichtigt überdies die Belastung der Elektrizitätsnetze sowie die Speichermöglichkeiten.</p> <p>3 Es kann auch für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten Leistung, für die Investitionsbeiträge für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen an Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von bis zu 10 MW und für die Investitionsbeiträge für sämtliche Biomasseanlagen die zur Verfügung stehenden Mittel festlegen (Kontingente), wenn dies nötig ist, um ein Missverhältnis zwischen diesen Kosten und denjenigen für das Einspeisevergütungssystem zu vermeiden.</p> <p>4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für das Einspeisevergütungssystem, für die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen ab einer bestimmten</p>	<p>Art. 36 Begrenzung für einzelne Verwendungen und Warteliste</p> <p>1 Beim Einsatz der Mittel für die einzelnen Verwendungen sind die folgenden Höchstanteile zu beachten:</p> <p>a. ein Höchstanteil von je 0,1 Rappen/kWh für die:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. wettbewerblichen Ausschreibungen, 2. Geothermie-Investitionsbeiträge und -Garantien, 3. Entschädigung nach Artikel 34; <p>b. ein Höchstanteil von 0,2 Rappen/kWh für die Investitionsbeiträge nach Artikel 26 Absatz 1 für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW.</p> <p>2 Für Wasserkraftanlagen nach Artikel 26 Absatz 7 können die Mittel nach Absatz 1 Buchstabe b, die für die gesamte Dauer der Fördermassnahme zur Verfügung stehen werden, jederzeit verwendet werden.</p> <p>3 Das BFE legt jährlich die Mittel fest, die für Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Photovoltaik-Kontingent). Es kann auch für die übrigen Technologien Kontingente festlegen. Es strebt dabei einen kontinuierlichen Zubau an und trägt der Kostenentwicklung Rechnung.</p> <p>4 Der Bundesrat regelt die Folgen der Begrenzungen nach diesem Artikel. Er kann für die Investitionsbeiträge nach dem 5. Kapitel Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen</p>		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>Leistung und für die Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27 Wartelisten vorsehen. Für deren Abbau kann er auch andere Kriterien als das Anmeldedatum vorsehen.</p>			
<p>Art. 38 Auslaufen der Unterstützungen</p> <p>1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar:</p> <p>a. des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes: im Einspeisevergütungssystem;</p> <p>b. des Jahres 2031 für:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Einmalvergütung nach Artikel 25, 2. Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27, 3. wettbewerbliche Ausschreibungen nach Artikel 32, 4. Geothermie-Erkundungsbeiträge und -Garantien nach Artikel 33. <p>2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.</p>	<p>1 Neue Verpflichtungen werden nicht mehr eingegangen spätestens ab dem 1. Januar:</p> <p>b. des Jahres 2036 für:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Einmalvergütungen nach den Artikeln 25 und 25a, 2. Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26–27b, 4. Geothermie-Garantien nach Artikel 33. 	<p>2 Ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes <u>Ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der vollständigen Marktöffnung (Art. 6 StromVG)</u> können für Grosswasserkraftanlagen keine Marktprämien nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden.</p>	<p>Mit der Marktprämie wird auch die Priorisierung der Grosswasserkraft in der Grundversorgung (Art. 31 EnG) sowie generell die Priorisierung heimischer erneuerbarer Energie (Art. 6 Abs. 5bis StromVG) in der Grundversorgung bis zur Marktöffnung weitergeführt und es wird ein weiterer Systemwechsel in der Grundversorgung vor der Marktöffnung verhindert. Die Marktprämie selbst ist mindestens weiterzuführen bis die gemäss Art. 30 Abs. 5 EnG vorgesehen marktnahen Instrumente für die Grosswasserkraft in Kraft treten. Dies ist für den Fall, dass die Revisionen von EnG und StromVG nicht auf 2023 in Kraft treten.</p>
<p>11. Kapitel: Untersuchung der Wirkungen und Datenbearbeitung</p>			
<p>Art. 55 Monitoring</p> <p>1 Das BFE untersucht regelmässig, wie weit die Massnahmen dieses Gesetzes zur Erreichung der Richtwerte nach den Artikeln 2 und 3 beigetragen haben, und erstellt in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft und weiteren Bundesstellen ein detailliertes Monitoring.</p> <p>2 Die Ergebnisse der Untersuchungen sind zu veröffentlichen.</p>	<p>1 Das BFE untersucht regelmässig, wie weit die Massnahmen dieses Gesetzes zur Erreichung der Ziele nach Artikel 2 und der Richtwerte nach Artikel 3 beigetragen haben, und erstellt in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft und weiteren Bundesstellen ein detailliertes Monitoring.</p>		

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
<p>3 Der Bundesrat beurteilt alle fünf Jahre die Auswirkungen und die Wirksamkeit der Massnahmen nach diesem Gesetz und erstattet der Bundesversammlung Bericht über die Ergebnisse sowie über den Stand der Erreichung der Richtwerte nach den Artikeln 2 und 3. Zeichnet sich ab, dass die Richtwerte nicht erreicht werden können, so beantragt er gleichzeitig die zusätzlich notwendigen Massnahmen.</p>	<p>3 Der Bundesrat beurteilt alle fünf Jahre die Auswirkungen und die Wirksamkeit der Massnahmen nach diesem Gesetz und erstattet der Bundesversammlung Bericht über die Ergebnisse sowie über den Stand der Erreichung der Ziele nach Artikel 2 und der Richtwerte nach Artikel 3. Zeichnet sich ab, dass diese Werte nicht erreicht werden können, so beantragt er die zusätzlich notwendigen Massnahmen.</p>		
<p>14. Kapitel: Schlussbestimmungen</p>			
<p>Art. 73 Übergangsbestimmungen zu anderen Netzzuschlags-Verwendungen</p>			
<p>1 Für Berechtigte nach den Artikeln 26 und 27, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes einen Wartelistenbescheid erhalten haben, gilt die Vorschrift zum Baubeginn nach Artikel 28 nicht, sofern die Anlage schon gebaut ist.</p>	<p><i>1 aufgehoben</i></p>		
<p>2 Für Berechtigte nach den Artikeln 25, 26 und 27, denen bis zum 31. Juli 2013 ein Wartelistenbescheid ausgestellt wurde, gilt Artikel 24 Absatz 3 nicht.</p>	<p><i>2 aufgehoben</i></p>		
<p>3 Wer zwischen dem 1. August 2013 und dem Inkrafttreten dieses Gesetzes einen verbindlichen Grundsatzbescheid betreffend Gewährung einer Bürgschaft zur Risikoabsicherung von Geothermie-Anlagen in der Höhe von 50 Prozent der Investitionskosten erhalten hat, kann beim BFE bis sechs Monate nach Inkrafttreten dieses Gesetzes eine Neu Beurteilung des Grundsatzbescheids nach neuem Recht beantragen. Es besteht kein Rechtsanspruch auf Erhöhung der Garantie.</p>			
<p>4 Für bestehende Verträge zwischen Netzbetreibern und unabhängigen Produzenten für die Abnahme von Elektrizität aus Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen (Mehrkostenfinanzierung), gelten die Anschlussbedingungen nach Artikel 7 des bisherigen Rechts in der Fassung vom 26. Juni 1998:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. für Wasserkraftanlagen bis zum 31. Dezember 2035; b. für alle übrigen Anlagen bis zum 31. Dezember 2025. 			
<p>5 Die ElCom kann bei Verträgen nach Absatz 4, die die Abnahme von Elektrizität aus Wasserkraftanlagen regeln, in Einzelfällen die Vergütung angemessen reduzieren, wenn zwischen</p>			

Geltendes Recht EnG	Entwurf EnG vom 3. April 2020	Antrag Alpiq	Bemerkung/Begründung
Übernahmepreis und Produktionskosten ein offensichtliches Missverhältnis besteht.			
	<p>Art. 75a Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...</p> <p>1 Wurde dem Betreiber einer Photovoltaikanlage die Einmalvergütung oder dem Betreiber einer Wasserkraft- oder Biomasseanlage der Investitionsbeitrag vor dem Inkrafttreten der Änderung vom ... dem Grundsatz nach zugesichert, so steht ihm diese weiterhin zu. Es gelten die Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016.</p> <p>2 Die bis zum letzten Stichtag vor Inkrafttreten der Änderung vom ... eingereichten vollständigen Gesuche um Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW, werden nach den Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 beurteilt.</p> <p>3 Die bis zum Inkrafttreten der Änderung vom ... eingereichten vollständigen Gesuche um einen Investitionsbeitrag für bestehende Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW oder für Biomasseanlagen werden nach den Bestimmungen des 5. Kapitels des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 beurteilt.</p> <p>4 Wer vor Inkrafttreten der Änderung vom ... ein Gesuch für einen Geothermie-Erkundungsbeitrag oder für eine Geothermie-Garantie nach Artikel 33 des bisherigen Rechts in der Fassung vom 30. September 2016 eingereicht oder bereits einen entsprechenden Vertrag abgeschlossen hat, kann beim BFE bis sechs Monate nach Inkrafttreten dieser Änderung anstelle des Geothermie-Erkundungsbeitrags oder der Geothermie-Garantie einen Investitionsbeitrag nach Artikel 27b Absatz 1 Buchstabe b beantragen.</p>		