

Gasgrid Finland Oy – Kuuleminen Suomessa sovellettavasta viitehintamenetelmästä

KotkaGas Oy – näkemys tehomaksun vaikutuksesta kaasun käyttöön ja markkinarakenteeseen Suomessa (voimaantulo 2026).

Vuonna 2020, maakaasumarkkinan avautumisen yhteydessä, siirtoverkko eriytettiin kaupallisesta toiminnasta. Samalla tehomaksusta luovuttiin, tarkoituksena tukea kaasun käyttöä joustavana säätöpolttoaineena. Tavoitteena oli lisätä kilpailua, mahdollistaen uusien toimijoiden pääsy maakaasumarkkinalle.

Nyt Gasgrid Finlandin ehdotuksessa vuoden 2026 tariffimetodologiaksi esitetään tehomaksun käyttöönottoa. Suunniteltu tehomaksu on 1188,74 €/MW, ja se määrittyy huipputehon perusteella sopimus- tai mittautustietojen pohjalta. Tämä muodostaa merkittävän kustannuskomponentin erityisesti käyttäjille, joiden kaasun käyttö on epäsäännöllistä ja liittyy kuormitushuippuihin – juuri tähän asiakassegmenttiin Gasgrid Finland Oy yhä enemmän tulevaisuudessa nojaa.

Vaikka tehomaksulla tavoitellaan ennustettavuutta ja kapasiteetin hallintaa, se käytännössä rankaisee sitä kaasunkäytön profiilia, joka yleistyy – joustavaa ja osavuotista käyttöä säätövoimana. Sähkökattiloiden, varavoimalaitosten ja hybridiratkaisujen kohdalla tehomaksun taloudellinen vaikutus voi johtaa kaasun käytön lopettamiseen, ja vaihtoehtoiset ratkaisut kuten sähkö tai öljy voivat nopeasti syrjäyttää kaasun.

Gasgrid Finland Oy:n tehtävänä ei voi olla ainoastaan eurojen maksimoiminen lyhyellä tähtäimellä. Yhtiön strategian on pohjauduttava siirrettävän energian määrään – pitkän aikavälin kokonaisvuosivolyymiin, joka tuo kestävää tuottoa yli ajan. Jos uusi tehomaksu johtaa siirtojärjestelmän läpimenevän volyymin pysyvään vähenemiseen, seuraukset ovat peruuttamattomia. Sähkökattilat korvaavat kaasua jo nyt ennustettavasti, eikä paluuta aiempaan ole.

Maakaasu on tärkeä osa Suomen huoltovarmuutta ja siirtymää kohti uusiutuvia ratkaisuja. Vetyinfrastruktuuri on vielä alkuvaiheessa, eikä sillä ole selkeää loppukäyttäjäpohjaa, hinnoittelumallia, saati kilpailukykyistä hintatasoa. Jos kaasun rooli murennetaan ennen kuin uudet ratkaisut ovat käyttökelpoisia, vaarannamme siirtymän hallittavuuden ja Gasgridin tulopohjan.

Haluamme korostaa, että Gasgrid Finland Oy:n keskeinen tehtävä on tukea suomalaista teollisuutta ja koko kansantaloutta maksimoimalla siirrettävä energiamäärä, sen sijaan että maksimoidaan euromääräinen kassavirta lyhyellä aikavälillä. Pidämme lyhytjänteistä tulonmaksimointia lyhytnäköisenä ratkaisuna, joka vaarantaa yhden markkinoiden joustavimman ja arvokkaimman säätöpolttoaineen, maakaasun aseman.

Pyydämme arvioimaan ehdotettua tariffirakennetta erityisesti siitä näkökulmasta, jossa läpivirtaavan maakaasun volyymi maksimoidaan. Näemme, että juuri tätä kautta myös Gasgrid Finland Oy:n euroissa mitattava tulovirta voidaan pitkällä aikavälillä parhaiten turvata ja myös maksimoida. Uskomme, että tasapainoinen, käyttöä kannustava ja joustava tariffimalli palvelee koko markkinan toimivuutta, tukee siirtymää uusiutuviin ratkaisuihin ja turvaa kriittisen infrastruktuurin jatkuvuuden Suomessa.

Energiavirasto, kirjaamo@energiavirasto.fi
Gasgrid Finland Oy, customerservice@gasgrid.fi

Auris Kaasunjakelu Oy:n lausunto

Kuuleminen Määräajoin järjestettävä kuuleminen tariffimetodologiasta, kaasun siirtoverkonhaltija Gasgrid Finland järjestää tariffiverkkosäännön artiklan 26 mukaisen viitehintamenetelmäkuulemisen.

Yleiset huomiot

Kuulemismateriaaleissa esitetyillä uudella komponentilla, tehomaksulla on haitallinen vaikutus jakeluverkon loppuasiakkaille, joille kohdistuva hinnannousu kaasun käytölle on merkittävä. Lisäksi kaasuverkoston ympärille rakentuva uutta liiketoimintaa ei edistetä, sillä ne aiheuttavat merkittäviä lisäkustannuksia jakeluverkon loppuasiakkaille, sekä energiantuotannon asiakkaille.

Sähköntuotannon sääriippuvuus kasvaa ja se vaatii nopeasti säädettävissä olevia sähköntuotantomuotoja. Kaasuverkot pystyisivät tukemaan sääriippuvaista sähköjärjestelmää tarjoamalla nopeaa, joustavaa ja varastoitavaa energiaa. Kaasuverkot parantaisivat koko energiajärjestelmän joustavuutta, huoltovarmuutta ja kustannustehokkuutta. Lisäksi kaukolämmön tuotannon sähköistyminen tarjoaa kaasuille mahdollisuuden olla vaihtoehtoisena polttoaineena, kun sähkön hinta on korkea. Kuulemismateriaaleissa esitetyt tariffimuutokset heikentävät kaasujärjestelmän ja kaasujen kokonaiskilpailukykyä merkittävästi.

9.1.1 Nykyinen tariffimalli suosii ennustamattoman kulutuksen omaavia verkonkäyttäjiä

Energiantuotannon kaasun käyttö on näkemyksemme mukaan kasvava potentiaalinen asiakasryhmä, jota tulisi kannustaa, eikä sanktioida. Sähköjärjestelmän volatilitiitti mahdollistaisi kaasukäyttöisten voimalaitosten kannattavuuden energiantuotannossa. Hinnottelussa tulisi huomioida erityyppiset käyttäjät ja tulevaisuuden potentiaali kaasujärjestelmässä.

Nykyinen ongelma on aiheutunut siirtoverkonhaltijan virheellisistä liittymissopimuksista, joka on luonut tilanteen, jossa liittymistehoa on myyty liikaa suhteutettuna verkon todelliseen siirtokykyyn nähden. Nyt esitetty tehomaksu on keino päästä ongelmasta eroon, vaikka liittyjät ovat maksaneet varatusta tehosta jo liittymismaksun yhteydessä. Kaasukriisin ja yleisen kehityksen myötä myös useasta

rajapisteestä on poistunut tehoa ja volyymia irtisanomisten myötä, joka omalta osaltaan on luonut tilanteen, jossa osalla liittyjistä on ylikapasiteettia rajapisteissä.

Tehomaksukomponentti pahimmillaan estää energiantuotantosektorin kaasunkäytön, sillä kaasun kiinteät kustannukset energiatuotannon polttoaineena kallistuu. Lisäksi tehomaksua perustellaan siirtoinfrastruktuurin käytettävyydellä, vaikka järjestelmällä ei ole nykyisillään ollut ongelmia tarjota kaikille kaasuverkon käyttäjille tarvitsemaa kaasutehoa. TSO:n esittämät kuvaajat eivät esitä teho-ongelmaa kokonaisuudessaan, sillä ne keskittyvät siirrettyihin päivävolyymeihin. Lisäksi ei esitetä, onko ongelma vain yksittäisten asiakkaiden aiheuttama.

Tehomaksua perustellaan sillä, että kaasun käytön siirtokustannukset kohdistuvat eniten tasaisesti kaasua tarvitsevien teollisten loppuasiakkaiden maksettavaksi. Nykyisen kapasiteettimaksurakenteen mukaisesti kuitenkin tasaisesti käyttävät teollisuusasiakkaat saavat kapasiteettimaksunsa €/MWh perusteisesti halvemmalla, kuin esimerkiksi lämpötilariippuvaliset käyttäjät.

9.2 Tehomaksu osana kaasunsiirron tariffimallia

TSO esittää, että jakeluverkonhaltija pystyisi läpilaskuttamaan tehomaksun omilta loppuasiakkailtaan. Tämä on merkittävä muutos koko TSO:n tariffimalliin, sillä aikaisemmin kaikki TSO:n verkkotariffilaskutus on perustunut kapasiteettimaksutuotteiden ja hyödykemaksujen osalta shippereihin. Kyseinen muutos hankaloittaa laskutusta jo ennestään vaikeassa markkinassa, jossa ETS2 päästökaupan laskutus tullaan toteuttamaan jakeluverkonhaltijan toimesta.

Auris Kaasunjakelu Oy näkee, ettei tehomaksua pystytä kustannusperusteisesti läpilaskuttamaan loppuasiakkailtaan, sillä nykyinen jakeluverkonhaltijan tariffimalli huomioi jo liittymistehoon perustuvan laskutuksen. Näihin tuotekomponentteihin perustuvan laskutuksen kiristyminen TSO:n tehomaksun mukaisesti aiheuttaisi sen, että energiantuotantoon perustuvat jakeluverkon loppuasiakkaat lopettaisivat kokonaan kaasunkäytön energiantuotannossa kustannussyistä. Tehomaksulla on myös samainen vaikutus niille käyttäjille, joiden volyymit ovat pieniä, mutta hetkelliset tehontarpeet suuria.

Auris Kaasunjakelu on jo nykyisellä omalla tariffirakenteellaan mahdollistanut eri tyyppisen kaasun käytön, mahdollistaen myös hybridi- ja kausityyppisen kaasunkäytön jakeluverkoissaan, sillä verkkopalveluhinnoittelussa on voitu ottaa huomioon jakeluverkon kapasiteetti loppuasiakkaiden käyttöön suhteutettuna. TSO:n tehomaksukomponentti muodostaa hybridi- ja kausityyppisen kaasunkäytön tariffit mahdolltomaksi ylläpitää, sillä tehomaksut on vyörytettävä asiakashintoihin kustannusperusteisesti. Tällä muutoksella olisi merkittäviä vaikutuksia jakeluverkon

loppukäyttöön, joka näkyisi irtisanomisina, sekä näiden käyttäjien volyymin poistumisina kaasujärjestelmän parista. Asiakkaat, joille tehomaksukomponentti luo suurimmat hinnankorotukset ovat myös Auriksen kokonaisvolyymin kannalta niitä, jotka muodostavat Auris Kaasunjakelun kokonaisvolyymistä suurimman osuuden. Tehomaksukomponentti toisi täten koko liiketoimintaan erittäin suuren vaikutuksen.

9.2.1 Tehomaksun perustuminen verkonkäyttäjän liittymätehoon

Auris Kaasunjakelu Oy:n ja Gasgrid Finland Oy:n väliset liittymistehot eivät nykyisellään ole käyttökelpoisia tehomaksun laskutukseen, sillä tehot rajapisteissä ovat ylimitoitettuja nykyiseen käyttöön nähden. Esimerkiksi Auris Kaasunjakelu Oy:llä on useita rajapisteitä Gasgrid Finland Oy:n verkkoon ja niissä oleva vapaa kapasiteetti on noin kolminkertainen suhteessa edellisvuosien mitattuun maksimitehoon. Auris Kaasunjakelu Oy on maksanut rajapisteistä liittymismaksun, jonka mukaisesti liittymät on rakennettu tietylle liittymisteholle. Liittymät ja liittymistehot ovat usein ylimitoitettu, sillä järjestelmän ylimitoitus on ollut teknistaloudellisesti järkevää. Lisäksi rajapisteiden takaa Auris Kaasunjakelun jakeluverkoista on poistunut tehoa irtisanomisten myötä vuosien aikana. Auris pystyy tarvittaessa kasaamaan rajapisteiden nykyiset maksimitehot omien liittymissopimusten mukaisesti, jota TSO voi käyttää laskennallisena maksimitehona rajapisteen takaa.

Jakeluverkonhaltija on valvonut ja valvoo jakeluverkon huipputehon käyttöä suhteessa siirtoverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijan rajapisteen liittymistehoon. Lisäksi useat jakeluverkot ovat rengasverkkoja, joissa voi olla useampia rajapisteitä ja täten paljon vapaata kapasiteettia samaan jakeluverkkoon. Näissä useammat rajapisteet lisäävät toimitusvarmuutta, vaikka kaikki rajapisteet eivät vuoden aikana kaasua jakeluverkkoon syöttäisikään. Lisäksi on olemassa pienempiä jakeluverkkoja, joissa on vain yksittäisiä asiakkaita, näiden jakeluverkon osien osalta kapasiteettia on huomattavasti enemmän kuin kyseisen verkon osan maksimiteho. Kuulemismateriaalin kuvaajista voi todeta, ettei jakeluverkonhaltijat ole olleet teho-ongelman aiheuttajia, ja tätä tukee myös se, ettei Auris Kaasunjakelun jakeluverkoissa liittymistehoja ole ylitetty.

Näiden syiden takia nykyisten liittymistehojen käyttö tehomaksun perustana ei sovellu käyttötärpeisiin, vaan parempi vaihtoehto olisi esimerkiksi edellisen vuoden huippukuorman tehon käyttö laskutusperusteena verkkokohtaisesti huomioiden rengasverkot tai vastaavasti rajapisteiden tehooperusteena voitaisiin käyttää rajapisteen takana olevien jakeluverkonhaltijan asiakkaiden liittymistehoa nykyhetkellä. Tällöin TSO:lla olisi tiedossa jakeluverkonhaltijan yhteenlaskettu liittymisteho tosiasiallisesti nykytilanteessa.

TSO toteaa kuulemismateriaaleissa seuraavaa: *”Mikäli verkonkäyttäjät tehomaksun tariffimalliin lisäämisen yhteydessä tarkastaisivat liittymätehojaan alaspäin, vaikuttaisi tämä laskevasti tehomaksun kautta kerättävään liikevaihtoon. Tehomaksun kautta kerättävä liikevaihto pyritään kuitenkin säilyttämään vakaana, jolloin liittymätehojen pienentyminen muodostaisi tarpeen tehomaksun yksikköhinnan korotukselle”*. Tämä tarkoittaa myös sitä, että vaikka jakeluverkonhaltija toimisi kuten TSO haluaa, eli tulisi vastaan jo maksettujen liittymien liittymistehoissa, pysyisi tehomaksu kuitenkin samalla tasolla. Täten liittymistehon pienentämiselle ei ole kannustinta, vaan siitä rangaistaan. Tästä huolimatta on kuitenkin välttämätöntä, että jakeluverkonhaltija tarkastaa tehomaksun perusteena olevan tehon, jotta vältytään kustannusten nousulta. Tehomaksu muodostaa siis aivan uuden seurattavan ja optimoitavan parametrin jakeluverkoille. Tältä osin pitäisi tietää tarkasti, missä rajoissa tehoa voidaan säätää ja mitä tämä tarkoittaa teknisten muutosten osalta PV-aseilla.

9.2.3 Siirtotariffien sallitut hinnankorotukset maakaasumarkkinalaissa

Siirtoverkonhaltijan esittämä tehomaksu on täysin uudenlainen maksu jakeluverkonhaltijalle, sillä aikaisemmin TSO:n verkkomaksut ovat kohdistuneet vähittäismyyjiin. TSO:n tehomaksu tuo jakeluverkonhaltijalle merkittävän lisäkustannuksen, joka tarkoittaa vuoden 2024 kokonaisvolyyymilla noin 3–4 €/MWh kesimääräistä kustannusta loppuasiakkaille.

Hinnankorotus olisi merkittävä jakeluverkon loppuasiakkaille, joilla kapasiteettimaksuilla perittävä hinta on Auris Kaasuenergia Oy:n vuoden 2025 hinnaston mukaisesti noin 6,01 €/MWh. TSO:n tehomaksun tuoma hinnannousu TSO:n kokonaishinnassa jakeluverkkoon kytketyille käyttöpaikoille olisi siis yhteensä noin +60 %. Tehomaksu tuo siis merkittävää haittaa jakeluverkkoihin kytketyille kaasun loppukäyttäjille, vaikka koko tehomaksun tarpeen aiheuttajana toimii siirtoverkkoon kytketty energiantuotanto. TSO-maksujen noustessa +60 %:ia, ei hinnankorotusta voida pitää kohtuullisena jakeluverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijan loppuasiakkaiden näkökulmasta.

Lopuksi

Auris Kaasunjakelu näkee, että tehomaksu siirtotariffikomponenttina tarkasteltaisiin uudelleen ja sen suunnittelussa keskityttäisiin sen kohdistamiseen vähittäismyyjille/shippereille, jotta tariffien kohdistuminen ei muuttuisi nykyisestä.

Lisäksi voidaan jatkaa keskusteluja siitä, miten Auriksen ja TSO:n rajapisteiden liittymistehotieto olisi ajantasainen myös siirtoverkonhaltijalle, jotta se ei tee



johtopäätöksiä vanhoillisten tietojen perusteella. Liittymissopimusten uudelleen neuvottelu liittyjien kanssa olisi tehokkain tapa edistää kapasiteettiongelmaa.

Tehomaksu ajaa väistämättä tehojen tarkastukseen ja tavoitteeseen laskea tehot mahdollisimman kustannustehokkaalle tasolle. Lisäksi tehomaksu ajaa myös miettimään vaihtoehtoisia ratkaisuja syöttää jakeluverkkoihin kaasua, kuten esimerkiksi LNG-ratkaisut, energiavarastot ja konttisyytörratkaisut. Tehomaksu kohdistuu myös biokaasun käyttäjiin. Samassa yhteydessä biokaasun syöttö saa tariffialennuksen, mutta tämä alennus on pieni verrattuna loppuasiakkaille muodostuvaan kustannusten nousuun tehomaksun myötä.

Ystävällisin terveisin

Oskari Vihmanen

Liiketoimintapäällikkö
Auris Kaasunjakelu Oy

Gasgrid Finland Oy
customerservice@gasgrid.fi

Energiavirasto
kirjaamo@energiavirasto.fi

10.06.2025

Feedback on Gasgrid Finland Oy's consultation on the tariff methodology

Elenger Oy appreciates the opportunity to provide our comments on Gasgrid Finland Oy's (Gasgrid) Periodic Consultation on the Tariff Methodology. We have reviewed the consultation materials, including the proposal to amend the transmission service pricing model by introducing a new tariff component - the connection capacity charge. While we understand the rationale behind this proposal, we believe that the proposed regulation requires certain adjustments to ensure it functions fairly and effectively in practice.

1. Legal, financial and contractual implications of the connection capacity charge

The connection capacity charge is designed to be based on the connection capacity agreed in the connection agreement between the connecting party (either transmission network end user or a DSO) and Gasgrid. The proposal to introduce a connection capacity charge places responsibility on shippers and DSOs based on agreements to which they are not parties. As a result, shippers and DSOs may face legal and practical difficulties in passing on the charge or any penalties without clearly defined legal framework. This could expose shippers and DSOs to additional financial risks in situations where the charge cannot be recovered from the end-user and ultimately remains the responsibility of the shipper. The methodology amendment proposal does not specify whether a legal framework will be established to support such changes to existing gas sales agreements between shippers and their customers. Therefore:

- 1.1. According to the consultation document, end-users of the transmission network would be responsible for reporting their connection capacities to their shippers. The connection capacity must correspond to the value stated in the valid connection agreement. Please note that the shipper is not a party to any connection agreement. **We kindly ask you to clarify whether this obligation is indeed imposed on end-users under the connection agreement signed with Gasgrid, and who bears the responsibility for ensuring that end-users comply with this obligation and for the obligation to notify shippers about changes at their connection capacities.**
- 1.2. In light of the above, **we request a clear explanation of how the connection capacity charge can, in practice, be passed on to end-users.** Please clarify the mechanism foreseen in situations where existing gas sales agreements do not permit the transfer of such charges from

shippers to their customers.

- 1.3. To ensure financial fairness, legal clarity, and operational efficiency, **we propose that Gasgrid would invoice the connection capacity charge and manage any penalties directly with the end users.** This approach more accurately reflects the actual contractual relationships.
- 1.4. **We also request clarification on whether, and how, the obligation to collect the connection capacity charge and potential penalties will affect the amount of collateral required from shippers.**

2. Clarifying the connection capacity charge unit

According to the consultation document:

"For end-users of the transmission network, the connection capacity charge would be based on the connection capacity of each connection point. The connection capacity charge would be invoiced to each shipper delivering gas to each connection point monthly in the same way as capacity products and commodity charges are currently invoiced. The connection capacity charge would remain fixed for a year, but the basis for invoicing the connection capacity charge would be determined daily."

The document also provides the following example:

"The designed connection capacity charge for the tariff period 2026 is proposed to be 1188,74 €/MW. This would cover approximately 20% of the targeted transmission service revenue for 2026."

Although the example (e.g., 100 MW x 1188,74€ = 118 874 € per year) supports the interpretation that this is an annual fee, **we request confirmation that:**

- the billing unit is €/MW/year (i.e., an annual fee per megawatt of contractual hourly capacity), even though invoices are issued monthly;
- the charge is based on contracted hourly capacity (MW/h), not daily totals or averages.

Additionally, we propose that when invoicing, Gasgrid should clearly state how much it is charging for each end-user. Shippers cannot rely on the information provided by the end-users.

3. Adjustments in connection capacities and their implications for Gasgrid's revenue calculation target

3.1. Clarification is needed on how billing of connection capacity charge proceeds after a change in contracted capacity. Specifically, will the new capacity level apply for the next 12 months from the change, or only until the end of the current calendar year?

3.2. We also request an explanation of the rationale for recalculating revenues based on updated capacities. If many end-users and DSOs revise their contractual connection capacities upon implementation, this may materially impact total collected revenue and, consequently, the adequacy of the capacity charge rate to meet the 20%

revenue target. In such a scenario, the methodology should provide guidance on whether the tariff rate would be fixed on an annual basis or be recalculated dynamically, and how such changes would be communicated to stakeholders in a predictable and transparent manner.

To mitigate this risk, we set out below proposals which, in our view, would help prevent such issues from arising.

4. Recommendations for a more flexible and usage-based charging model

We recommend moving away from rigid contractual and penalty-based structures toward a more flexible and equitable approach that reflects actual usage. By basing the connection capacity charge on real, observed data, allowing for proactive adjustments during the tariff period, and providing clear operational guidelines, Gasgrid can promote a more resilient and adaptive transmission network. Such an approach would better accommodate varying consumption patterns and help ensure that the system serves all stakeholders in a fair and balanced manner.

4.1. Basing connection capacity charge on actual historical consumption

We recommend replacing the reliance on a fixed contractual MW value with a data-driven model. Specifically, the connection capacity charge should be based on the highest actual hourly consumption (MW) observed over the previous three calendar years. This aligns charges with real network usage, reduces the risks of over- or under-contracting, and supports efficient planning.

In addition, we propose that if the actual hourly consumption exceeds this three-year benchmark, a new higher value should automatically be fixed as the billing capacity for the next 12 months. This value cannot be reduced during that period, although it may be increased as needed. This removes the need for punitive mechanisms and promotes responsible forecasting.

We also recommend introducing an automatic adjustment procedure—such as a simplified tariff revision or fast-track mechanism—when significant changes in contracted capacity materially affect revenue sufficiency. This would ensure system responsiveness without requiring full regulatory operations.

4.2. Avoiding communication capacity charge penalties

We strongly recommend abandoning the financial penalty framework. Unpredictable anomalies, weather-driven demand spikes, or emergency consumption should not trigger monetary penalties. Instead, exceeding the historical baseline should result in an adjusted capacity level for billing purposes.

Rigid penalty structures may also discourage network development. If end users and DSOs are penalized for exceeding static capacities—before agreements can be updated—it could lead to delayed investments, restricted gas availability, and slowed integration of new customers. Ensuring sufficient operational flexibility is therefore essential for sustainable growth.

We further propose:

- a grace period (e.g., 6 months) for capacity updates in documented expansion scenarios;
- increased revision frequency for connection capacity—quarterly or at minimal twice a year—especially where measurable network growth occurs.

4.3. Structural fairness and coordination with the TSO

We recommend establishing a formal capacity review dialogue mechanism between the TSO and each DSO/end-customer. This would enable joint validation of assumptions, review of historical data trends, and proactive adjustment planning.

Furthermore, we propose assessing whether differentiated treatment is warranted for DSOs whose connection points function primarily as pass-through nodes (i.e., gateways from transmission to distribution), as opposed to those DSOs and end-users with significant direct industrial demand. Structural differentiation would support equitable treatment based on risk exposure and load characteristics.

4.4. Avoiding daylight saving time related distortions in capacity assessment

We recommend clarifying how the methodology accounts for daylight saving time transitions. During the autumn switch from EEST to EET, one clock hour may occur twice (e.g., 03:00–04:00), potentially causing artificial consumption peaks. We propose that these duplicated hours be excluded or normalized in peak assessments to avoid unfairly inflating capacity obligations.

4.5. Real-time transparency and exceptional events

DSOs and end-users may not be aware of their contractual connection capacity limits in real time. To prevent unintended overuse, we recommend:

- implementing a real-time alert system when consumption nears 90–95% of the contracted capacity;
- allowing DSOs and end-users to submit justifications for exceptional peaks (e.g., emergencies, grid incidents, maintenance).

4.6. Force Majeure clause

We recommend the inclusion of a force majeure clause to exempt DSOs and end-users from consequences during uncontrollable events (e.g., outages, extreme weather, cyberattacks). This is consistent with international regulatory practice and ensures proportional risk sharing.

13.6.2025

Lähtettäjä:
Helen Oy
00000 HELEN
www.helen.fi

Vastaanottajat:
Gasgrid Finland Oy
customerservice@gasgrid.fi

Energiavirasto
kirjaamo@energiavirasto.fi

Taustaa:

Gasgrid Finland on käynnistänyt kuulemisen Suomessa sovellettavasta viitehintamenetelmästä 16.4.2025.

Kuuleminen pitää sisällään mm. kuvauksen ehdotetusta viitehintamenetelmästä ja sen avulla laskettujen ohjeellisten viitehintojen (vuosituotteen) vertailun kapasiteetin mukaan painotetun etäisyysperusteisen (CWD) viitehintamenetelmän viitehintoihin, alustavat tiedot TSO:n sallitulle tuotolle vuodelle 2026, siirtokustannusten jakoa koskevan arvion sekä alustavat tiedot hyödykeperusteisista siirtotariffeista ja muista kuin siirtohinnoista. Lisäksi kuulemismateriaalissa on esitetty kuvaus Gasgridin ehdottamasta uudesta kaasunsiirron tariffimallin komponentista, tehomaksusta. Vuoden 2025 viimeisellä kvartaalilla julkaistaan TAR NC:n artiklan 30 mukaisesti asiakirja lopullisista tariffeista ja lopulliset tariffit julkaistaan 30.11.2025 mennessä.

Helen Oy:n lausunto koskien Gasgrid Finland Oy:n 16.4.2025 käynnistämää kuulemistä Suomessa sovellettavasta viitehintamenetelmästä

Helen Oy kiittää mahdollisuudesta antaa lausunto ja kohdistaa lausuntonsa sisällön ensisijaisesti Gasgrid Finland Oy:n 16.4.2025 julkaisemassa kuulemismateriaalissa "Määräajoin järjestettävä kuuleminen tariffimetodologiasta" esitettyyn kuvaukseen ehdotetusta uudesta kaasunsiirron tariffimallin komponentista, Tehomaksusta (kappale 9).
<https://gasgrid.fi/wp-content/uploads/Maaraajoin-jarjestettava-kuuleminen-tariffimetodologiasta-2025.pdf>

Osa A. Esitetyn Tehomaksun yleiset vaikutukset Suomen kaasumarkkinan kilpailukykyisiin toimintaedellytyksiin:

1. Suomen kaasumarkkinan primäärinen haaste on kiistatta sen laskeva vuotuinen kaasunkäytön kokonaisvolyyymi suhteessa nykyiseen kaasun siirtoinfraan kokoon. Ylisuuri kaasuverkko-omaisuus suhteessa vuosivolyymiin aiheuttaa jo nykytilanteessa huomattavan siirtokustannusrasitteen kaasun loppukäyttäjille => pelkkä teollinen kaasunkäyttö (7-9 TWh/a) ei tule yksin riittämään Suomen markkina-alueen kaasuinfrakustannuksen kattamiseen kilpailukykyisellä siirtokustannustasolla
 - o Kaikki nykyinen kaasunkäyttö on yhtä arvokasta tämän primäärisen haasteen hallitsemiseksi ja kaasun siirtokustannusta jo nyt uhkaavan "lumipalloehtin" ehkäisemiseksi.
 - o Markkinatoimijoiden näkökulmasta Suomen kaasumarkkinan primäärinen haaste ei siis ole "(Gasgrid 9.1.2) ... kaasun siirtotarpeen ja siten sopivan tariffitason ennustaminen tulevaisuuteen sallitun tuoton saavuttamiseksi".

13.6.2025

- Kuulemismateriaalissa esitetyn Tehomaksun aiheuttama merkittävin siirtokustannusten nousu kohdistuisi Suomen markkina-alueen nykyisen kaasunkäyttötason säilyttämisen näkökulmasta ainoaan potentiaaliseseen kasvusegmenttiin, energiantuotantoon. On selvää, että myös energiantuotannossa kaasunkäyttötason kasvu edellyttää sitä tukevaa lyhyempää tai pidempiaikaista kaasun ja sähkön hintasuhdetta. Suunniteltu Tehomaksu voi toteutuessaan olla estämässä näiden markkinatilanteiden aikaansaamaa positiivista kysyntämuutosta kaasun siirtohinnoittelun näkökulmasta kestävämpään suuntaan sekä olla osaltaan nopeuttamassa jäljellä olevan kaasun-CHP-kapasiteetin pysyvää poistumista Pohjoismaiselta sähkömarkkinalta.
- 2. Tehomaksulla pyritään ensisijaisesti kattamaan jo valvontajaksolla 2020-2023 syntynyttä -31,3 MEUR alijäämää
 - (Gasgrid 9.2.2): "Tehomaksun tarkoituksena on lisätä siirtopalvelujen tuoton ennustettavuutta. Tariffiverkkosäännön näkökulmasta tehomaksua voidaan pitää tariffiverkkosäännön mukaisena nk. täydentävänä maksuna. Osa siirtopalvelujen tuotosta voidaan kattaa täydentävillä maksuilla edellyttäen, että maksu peritään ali- ja ylijäämäisen tuoton hallinnoimiseksi".
 - (Gasgrid 9.2.3): Gasgrid Finland asettaa siirtopalveluja koskevat maksut kohtuullisen tuoton sallimissa rajoissa. Hinnoittelua voi olla tarpeen korjata, jos toteuma jää ali- tai ylijäämäiseksi tai johtaisi tähän ennusteiden mukaan.
 - **Kaasun siirron hinnoittelurakennetta tulee kehittää ainoastaan markkinaehtoisesti, ei Gasgrid Finlandin kohtuullisen tuoton hallinnointitarpeen ohjaamana.** Mikäli alijäämää ei enää valvontajakson 2028-2031 alussa olisi, poistuuko Tehomaksu siirron hinnoittelurakenteesta?
 - **Nykyinen Energiaviraston valvontamenetelmä ja sen sisältämät valvontajaksot tarjoavat Gasgrid Finlandille jo vähintään riittävät taloudelliset keinot siirtopalveluiden ali-/ylituottojen hallinointiin myös tulevaisuudessa.**
- 3. Kaasun merkitys sähkön riittävyyden ja sähkön siirtokyvyn varmistamisessa
 - Kun liittymistehoja leikataan tai jätetään kokonaan varaamatta esitetyn Tehomaksun takia, esim. sähköpulaatilanteissa varatun liittymistehon ylityksestä esitetty "sakkomaksu" kohdistuisi täysin väärään tahoon, sillä yksittäinen sähkön/kaasun käyttäjä ei ole vastuussa Suomen sähkön tai siirtokapasiteetin riittävyydestä => varatun liittymistehon ylityksiä ei tule tästä syystä tapahtumaan => kaasun merkitys ja kyky toimia sähkönkulutuspiikkien tasaajana tulee vähenemään niin säättävän kaasun-CHP-tuotannon kuin sähkö-/kaasukattilakapasiteetin välillä tapahtuvan kuormansiirron ja tuotantojoustopuolelta.

Osa B. Esitetty Tehomaksu Helenin näkökulmasta:

- Osa B pitää sisällään luottamuksellista tietoa, jota Helen Oy ei sisällytä julkaistavaan lausuntonversioonsa

Edellä esitetyn perusteella Helen Oy vastustaa yksiselitteisesti kuulemismateriaalissa esitetyn Tehomaksun käyttöönottoa kaasun siirron hinnoittelussa.

Nykyinen Energiaviraston valvontamenetelmä ja sen sisältämät valvontajaksot tarjoavat Gasgrid Finlandille jo vähintään riittävät taloudelliset keinot siirtopalveluiden ali-/ylituottojen hallinointiin myös tulevaisuudessa.

Gasgrid Finlandin tulee löytää vaihtoehtoinen ja paremmin Suomen markkina-alueen kaasun kokonaiskäyttöä ja kilpailukykyistä siirtokustannustasoa pitkällä tähtäimellä tukeva suunnitelma/toimintamalli nykytilanteesta jo pitkään täysin (tai lähes) käyttämättöminä olleiden toimituskohteiden kaasuliittymien irtisanomiseksi, näitä toimituskohteita palvelevan kaasunsiirtoinfran käytöstä poistamiseksi ja valvontamenetelmän mukaisen laskennallisen kaasuverkko-omaisuuden aiheuttaman siirtokustannusrasitteen keventämiseksi.

13.6.2025

Helen myöntää luvan vain tämän lausunnon otsikkokentässä julkaistavaksi nimetyn lausuntoversion julkaisuun Gasgrid Finlandin verkkosivuilla.

Ystävällisin terveisin,

Harri Mattila
Johtaja, Sähköntuotanto ja energiajärjestelmän optimointi
Helen Oy
FIN-00000 HELEN
(Kampinkuja 2, Helsinki)
+358 50 5592913
harri.mattila@helen.fi
www.helen.fi

Julkinen
12.6.2025

Katja Havikari, UPM

UPM:N LAUSUNTO SUOMESSA SOVELLETTAVAAN VIITEHINTAMENETELMÄÄN

UPM kiittää mahdollisuudesta kommentoida Gasgrid Finlandin ehdotusta sovellettavasta viitehintamenetelmästä.

UPM kannattaa, että Suomen maakaasumarkkinoilla jatketaan käytössä olevalla postimerkkiviitehintamenetelmällä.

UPM pitää hyvänä sitä, että siirtopalvelujen hinnoittelua kehitetään siten, että hinnoittelussa tulee huomioiduksi kaikki kaasun siirtoverkkoon liittyvät ja että kustannuksia siirtoverkon ylläpidosta jaetaan kaikille liittyjille.

UPM kannattaa ehdotetun tehomaksun käyttöönottoa nykyisten kapasiteettimaksujen rinnalle. Olisi kuitenkin tärkeää, että siirtoverkkoon liittyjillä on mahdollisuus tarkastaa ja tarvittaessa muuttaa omia liittymissopimuksessa mainittuja liityntätehoja ennen mahdollista tehomaksun käyttöönottoa. Koska maakaasua käytävillä laitoksilla tapahtuu muutoksia, niin liityntätehon muuttamisen mahdollisuus on tärkeää myös jatkossa.

Liittymistehon määrittämiselle olisi kuitenkin hyvä olla ohjeistus, jonka avulla varmistettaisiin yhdenmukainen liityntätehon määrittäminen.

Katja Havikari
Director, Energy
UPM Fibres Finland Operations



16.6.2025

Gasgrid Finland Oy
Mika Myötyri, Head of Market and Customers
customerservice@gasgrid.fi, kirjaamo@energiavirasto.fi

Metsäteollisuus ry:n lausunto Gasgrid Finland Oy:n kuulemisesta koskien Suomessa sovellettavasta viitehintajärjestelmästä

Lausuntona Gasgrid Finland Oy:n viitehintajärjestelmää koskevasta kuulemisesta Metsäteollisuus ry toteaa seuraavaa:

- Metsäteollisuus ry puoltaa ehdotetun tariffimallin muutoksen tavoitetta valmistavan teollisuuden kustannustaakan tasapainottamisesta muiden kaasuinfraa tarvitsevien toimijoiden kesken
- Toimijoilla tulee olla mahdollisuus ja ohjeistus liittymistehojen tarkastamiseen ennen tehomaksujen käyttöönottoa

Suomen kaasun käyttö on vähentynyt voimakkaasti Venäjän hyökkäyssodasta seuranneen energiakriisin jälkeen. Kuulemisdokumentissa esitetyissä laskelmissa Suomen vuosittaiseksi kaasun kulutukseksi on arvioitu 14 TWh/vuosi. Kaasun kulutuksen väheneminen heijastuu hintojenkorotuspaineena kaasun käyttäjille.

Metsäteollisuus ry näkee positiivisena pyrkimyksen uudistaa viitehintajärjestelmää siten, että kaasun kulutusmäärästä riippumatta kaasuinfraa tarvitsevat toimijat olisivat velvoitettuja jatkossa osallistumaan kaasuinfraan ylläpidon kustannuksiin nykyistä kustannustenjakoa tasapuolisemmin. On huomioitava, että kaasua käyttävässä teollisuudessa ja teollisuusalojen sisällä yritysten kaasun käytön profiilit vaihtelevat ja siten myös ehdotetun tehomaksun kustannukset kohdistuvat eri toimijoiden eri tavoin. Uudistuksen tavoite on kuitenkin oikean suuntainen ja siten kannatettava.

Ehdotettu tehomaksu perustuisi liittymissopimuksen mukaiseen liittymätehoon. Tehtaiden liittymätehot voivat kaasun käytön muutosten myötä olla nykyistä tarvetta suurempia. Onkin tärkeää, että toimijoilla on mahdollisuus tarkastaa käyttöpaikkojensa sopimusten liittymistehot jo ennen tehomaksujen käyttöönottoa.

Metsäteollisuus ry yhtyy kuulemisdokumentissa esitettyyn näkemykseen, jonka mukaan tehomaksun käyttöönotto tasaisi Gasgrid Finlandin tulovirtaa ja siten osaltaan pienentäisi hintojen vaihtelun riskiä vuosien välillä. Kuulemisdokumentissa esitetyn arvion mukaisesti tehomaksulla kerättäisiin vuosittain 22 miljoonaa euroa perustuen yhteenlaskettuihin liittymissopimusten 18 500 MW liittymätehoihin ja 1188,74 €/MW yksikköhintaan.



16.6.2025

On haastava arvioida laskelmassa käytettyjen yhteenlaskettujen liittymätehojen pitävyyttä tehomaksun käyttöönoton yhteydessä, mutta toimijoiden tarkastaessa liittymätehoja alaspäin, se johtaisi tehomaksukomponentin hinnan nousuun. Mahdollisesti edelleen pienenevässä kaasun käytön volyyymissä piilee riski kustannusten nousun kierteestä, joka pahimmillaan ruokkisi itse itseään.

On tärkeää ymmärtää, että suomalainen metsäteollisuus toimii globaaleilla markkinoilla, jolloin lisäisten kustannusten vieminen lopputuotteen hintaan on vaikeaa tai jopa mahdotonta. Onkin siten tärkeää, että vientiteollisuuden kilpailukyky huomioidaan nyt ja mahdollisia tulevia uudistuksia tehtäessä.

Metsäteollisuus ry