

# VÄLISINVESTORITE TAGASISIDE

suurte energiataristu investeeringute  
tegemiseks Eestisse

---

*Rahvusvaheliste energiainvestorite, laenuandjate,  
ja Suurbritannia energiaregulaatori  
intervjuude kokkuvõte*

Anne Sulling ja Erkki Raasuke  
17 Aprill 2026

# 1. Kokkuvõte

Eesti impordib praegu üle kolmandiku tarbitavast elektrist. Põlevkivi elektrijaamade sulgemisega kasvab juhitava võimsuse puudujääk ning energiavarustuse sõltuvus merekaablitest muudab meid haavatavaks. Elektritarbimine kasvab seoses majanduse elektrifitseerimisega. Lähiperspektiivis on kiirem ja odavam viis puudujääki leevendada hajutatud gaasimootoritega ja akusalvestusega. Pikemas vaates vajab Eesti aga ulatuslikke investeeringuid uutesse tootmis- ja salvestusvõimsustesse. Nende teostamiseks jääb Eestil puudu vastavatest kogemustest, projektijuhtimise oskustest, omakapitalist ja võõrkapitalist, mistõttu ei ole neid realistlik ellu viia ilma välisinvestorite osaluseta.

Kliimaministerium alustas 2025. aasta lõpus riikliku laenukäenduse väljatöötamist, et meelitada investeeringuid avamere tuuleparkidesse, vesisalvestisse ja tuumajaama. Et hinnata, kas laenukäendusest piisab ning millistel tingimustel oleksid välisinvestorid valmis Eestis suurtesse energiataristuprojektidesse investeerima, viisid Anne Sulling ja Erkki Raasuke 2025. aasta novembrist kuni 2026. aasta aprillini läbi süvaintervjuid kümne suure rahvusvahelise energiainvestori ja taristufondiga: Vattenfall, Statkraft, Equinor, Fortum, RWE, Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), Meridiam, AIP, Taaleri ja Marubeni Corporation. Lisaks vesteldi EBRD, EIB, NIB, Citigroupi, Suurbritannia energiaregulaatori Ofgem'i, ehitusettevõtte WeBuild'i, Eesti Energia ja Eleringiga.

Investorite tagasiside oli läbivalt sarnane: Eesti ei ole enamiku jaoks praegu investeerimisplaanides. Eelistatakse turge, kus on juba olemas kliendibaas ja sünergia investorite muude tegevustega. Peamine takistus ei ole kapitali või laenu kättesaadavus, vaid tulukindlus – piisavalt prognoositav rahavoog, mis tagab tootluse ka omakapitalile, mitte ainult laenuteenindamise. Kliimaministeriumi kavandatav laenukäenduse skeem ei leidnud ühegi investorit toetust.

Investorid rõhutasid, et avamere tuulepargi, vesisalvesti ja tuumajaama erineva riskiprofiili tõttu ei ole võimalik neid toetada ühe universaalse finantsinstrumendiga. Avamere tuuleparkide puhul on rahvusvaheliselt toimiva lahendusena kasutusel kahepoolne CfD, vesisalvestite puhul üldjuhul cap-and-floor skeem ning tuumajaamade puhul kas reguleeritud varabaasi (RAB) mudel või pikaajalised hinnagarantiid koos riigilaenudega.

Väga oluliseks peeti selgelt sõnastatud riiklikku energiastrateegiat, mis looks investeerimisotsuste tegemiseks vajaliku selguse ja ettenähtavuse. Hea eeskujuna toodi esile Suurbritannia tegevuskava *Clean Power 2030*, mis kirjeldab tehnoloogiate lõikes, milliseid tootmisvõimsusi riik soovib, miks neid vaja on ning millist toetuskeemi nende turule toomine eeldab. Eesti senine lähenemine on olnud jätta otsustamine turu hooleks. ENMAK 2035 on üldsõnaline ega sisalda konkreetseid, valitsuse poolt kinnitatud eesmärke eri tootmisvõimsuste, salvestuse ja ühenduste rajamiseks ega ajastatud plaani nende elluviimiseks. Seetõttu ei ole Eesti praegune energeetikaplaan rahvusvahelise praktika mõttes investeeritav.

Mitmed investorid ja EBRD märkisid, et Eestis arendavad väga kõrge riskiga projekte, nagu tuumajaam ja vesisalvesti, praegu idufirmad, kelle taga ei nähta veel piisavalt tugevat strateegilist investorit. Selliste projektide puhul peetakse riigi osalust, näiteks Eesti Energia kaudu, oluliseks usaldusväärset suurendavaks teguriks. See aitaks vähendada ka poliitilist

riski ehk ohtu, et riik muudab tulevikus poliitikat või lepingutingimusi viisil, mis kahjustab investeringu tasuvust.

## 2. Eesti vajab konkreetset energiasüsteemi strateegiat

Investorid ootavad, et riigil, kuhu nad investeerimist kaaluvad, oleks olemas terviklik pikaajaline energiasüsteemi plaan, mitte üksikute võimalike projektide loetelu. Eesti puhul tähendab see, et riik peab olema läbi mõelnud ja otsustanud, millised tehnoloogiad ja millises mahus tagavad pikas vaates parima tasakaalu hinna, varustuskindluse ja keskkonnamõju vahel.

Energiaportfelli valikud mõjutavad otseselt investeringute tasuvust. Näiteks võivad suured tuuleenergiamahud tuulistel tundidel muuta stabiilset töörežiimi vajava tuumajaama opereerimise keerulisemaks, samas kui lisanduvad gaasijaamad ja akud võivad vähendada vesisalvesti kasutustunde ning seeläbi selle tulusust. Seetõttu on investoritel oluline teada riigi nägemust energiasüsteemi arengust, et hinnata investeringu pikaajalist tasuvust — eriti selliste varade puhul nagu tuumajaam või vesisalvesti, mille eluiga ületab 60 aastat.

Praegu riigil selline tervikvaade puudub. Eesti senine lähenemine on olnud jätta otsustamine tulevase energiaportfelli üle turu hooleks. Energiamaajanduse arengukava (ENMAK 2035) on üldsõnaline ja suunav, kuid selles puuduvad konkreetset kinnitatud eesmärgid eri tootmisvõimsuste, salvestuse ja ühenduste rajamiseks. Samuti puudub ajastatud plaan uute võimsuste hangeteks, mis annaks investoritele piisavalt aega investeringute ettevalmistamiseks, kokkuleppimiseks ja elluviimiseks. Seetõttu ei ole ENMAK 2035 rahvusvahelise praktika mõttes dokument, mille toel saaks investeerimisotsuseid langetada, sest see ei anna investoritele vajalikku ettenähtavust ega kindlust.

Hea eeskujuna tõid mitmed investorid esile Suurbritannia viimase kümnendi lähenemise uute tootmisvõimsuste investeringute tagamisel. Suurbritannia strateegiline tegevuskava *Clean Power 2030*<sup>1</sup> ja selle rakenduskava<sup>2</sup> kirjeldab tehnoloogiate kaupa, milliseid võimsusi millises mahus riik oma energiaportfellis näha soovib ja miks, ning täpsustab, mida nende rajamiseks vaja on, sealhulgas toetuskeemide raamistikku juhul, kui see on investeringute elluviimiseks vajalik. Investorid vajavad investeerimisotsuste tegemiseks just sellist konkreetset, selgust ja ettenähtavust.

Elering on alustanud elektrituru mudeli loomisega, mis peaks muu hulgas võimaldama määratleda optimaalse energiamiksi, kuid valmib alles 2027. aasta teises pooles. Kui mudel on valminud, peaks Kliimaministeerium selle põhjal lahendama optimeerimisülesande, otsustama, milliseid tootmis- ja salvestusvõimsusi, millises mahus ja millise ajakava järgi on vaja turule tuua, ning koostama tegevuskava, mis looks eeldused nende turule toomiseks.

Konkreetset strateegiat on vaja ka seetõttu, et suured energiataristuinvesteringud eeldavad toetuskeeme ning konkureerivad piiratud avalike ressursside pärast. Kõigi kolme nimetatud tehnoloogia samaaegne toetamine ei ole tarbijale jõukohane, mistõttu peab riik otsustama, milliseid investeringuid ja millises järjekorras prioriseerida. Selleks on vaja süsteemitasandi

<sup>1</sup> <https://www.gov.uk/government/publications/clean-power-2030-action-plan/clean-power-2030-action-plan-a-new-era-of-clean-electricity-main-report>

<sup>2</sup> <https://www.neso.energy/publications/clean-power-2030>

analüüsi, mis kvantifitseeriks konkreetsete projektide mõju energiasüsteemile, sealhulgas mõju elektri hinnale, varustuskindlusele, tööhõivele ja maksutulule. Ilma sellise analüüsita on riigil raske põhjendada toetuskeemide vajadust tarbijale või maksumaksjale, kelle rahaga neid investeeringuid lõpuks toetatakse.

## 3. Tulukindlus on investori jaoks otsustav tegur

### 3.1 Suured energiataristuinvesteeringud ei teki turupõhiselt

Intervjueeritud ettevõtted olid üksmeel, et 520 MW vesisalvesti, tuumajaam ja avamere tuulepark ei ole projektid, mis oleksid puhtalt turutingimustel investeeritavad. Nende hinnangul on ehitusriskid liiga suured ning nii ehitusperiood kui ka vara eluiga sedavõrd pikad, et tuleviku ettenähtavus ja sellest tulenev tulukindlus ei ole piisavad.

Elektriturg ei toimi klassikalise vaba turuna: tootjad konkureerivad turule pääsul eelkõige muutuvkuluga, mitte kogu elutsükli kapitalikuluga. Seetõttu on suure alginvesteeringuga projektidel keeruline oma kulusid turult tagasi teenida, sest lühiajalistel hinnasignaalidel põhinev turg ei peegelda nende täiskulu ega taga investeeringu tasuvuseks vajalikku tulukindlust. Kui riik on jõudnud järeldusele, et teatud võimsused on süsteemi toimimiseks siiski vajalikud, peab ta võtma aktiivse, mitte pealtvaataja rolli ja looma nende turule toomiseks sobivad toetusmehhanismid. Pikemas perspektiivis peaks riik liikuma ka süsteemse turukorralduse — võimsusturu — loomise suunas, kus juhitavad varad saavad tasu võimsuse kättesaadavana hoidmise eest.

Nagu märkis Vattenfalli esindaja: „Energeetikas ei pruugi te vabaturu põhiselt tegutsedes alati saada seda, mida vajate. Kui riik ei tea, mida ta tahab, siis on hea lasta turul otsustada. Aga kui ta teab täpselt, mida on vaja, siis tuleb palgata parimad inimesed, seada eesmärgiks objekti valmimise tõenäosus, mitte madalaim hind ning valida ühiskonna jaoks odavaim taristu rahastamise viis. Selle tagab reeglina reguleeritud varabaasi (RAB) mudel või sarnane mehhanism, mille puhul lubatakse investoritel teenida regulaatori poolt määratud tootlust investeeritud varade väärtuse pealt.”

Tema sõnul: „Eestis toimuva diskussiooni põhjal jääb mulje, et teil arvatakse, et tuumaenergia on kommertsinvesteering. Rootsis teavad kõik, et see ei ole seda. Ka vesisalvestiga on sama lugu – turupõhiselt saab seda teha vaid siis, kui see kasutab olemasolevat infrastruktuuri ehk tegu on laiendusega, mitte nullist alustamisega. Ettevõtted on kasumit taotlevad ja seega kohustatud tegema asju, mis on äriliselt tasuvad, kuid tuumaenergia ilmselgelt ei ole seda. Seepärast peab riik tegema selle ärimudeli investeerimiskõlblikuks. Tuumaeenergia puhul on riskide riigi kanda võtmise vajadus äärmiselt suur. Kui püüda sellist projekti teha puhtalt turutingimustel, oleks kapitali hind nii kõrge, et projekt hävitaks iseenda. Seda lihtsalt ei juhtuks.”

### 3.2 Laenukäendus ei taga tulukindlust

Investorid on valmis investeerima vaid siis, kui on realistlik väljavaade saavutada soovitud kapitalitootlus aktsepteeritava riskitaseme juures. Eranditult kõik intervjueeritud investorid rõhutasid, et peamine takistus ei ole juurdepääs kapitalile ega laenurahale, vaid tulukindlus –

investori jaoks piisavalt prognoositav rahavoog, mis tagab tootluse ka omakapitalile, mitte ainult laenuteenindamise. Tulukindluse tagamiseks on vaja luua sobiv toetuskeem.

Mitte ükski intervjueritud investor ei olnud valmis investeerima laenukäenduse või sarnase finantsinstrumendi vastu, mis tagab küll laenuteenindamiseks vajaliku tulustabiilsuse, kuid lükkab omakapitali tootluse kaugesse ja ebakindlasse tulevikku. Sama kinnitas ka EBRD: võla garanteerimisest ei piisa, sest tulukindlus on iga projekti finantseeritavuse alus. Seega on Kliimaministeeriumi algatatud laenukäenduse skeem suurte energiataristuinvesteeringute toetamiseks ebapiisav.

### 3.3 Erineva riskiprofiiliga tehnoloogiad vajavad erinevat toetuskeemi

Avamere tuulepark, vesisalvesti ja tuumajaam on ka sedavõrd erineva riskiprofiiliga investeeringud, et neile ei saa rakendada üht universaalset toetuskeemi. Toetusmehhanism tuleb kujundada vastavalt sellele, milline on projekti peamine risk ja millest selle tuluvoog sõltub.

#### 3.3.1 Avamere tuuleenergiale sobib kahepoolne hinnavaheleping (CfD)

Avamere tuuleprojekti peamine risk on elektri turuhinna kõikumine, samas kui projekti väärtus tuleneb suhteliselt prognoositavast elektritootmisest. Seetõttu sobib sellele kahepoolne hinnavaheleping (CfD): kui turuhind jääb kokkulepitud tasemest madalamaks, kompenseerib riik vahe; kui hind on kõrgem, maksab tootja ülejäägi tagasi. See stabiliseerib tulubaasi ja muudab projekti pankade jaoks finantseeritavaks. CfD skeem on avamere tuuleparkide toetamisel kasutusel näiteks Suurbritannias, Poolas ja Taanis ja see on sisuliselt turu standard.

#### 3.3.2 Pikaajalisele salvestusele sobib cap-and-floor

Pikaajalise salvestuse, sealhulgas vesisalvesti tulu ei sõltu elektriinna tasemest, vaid selle kõikumisest – arbitraažist, paindlikkusteenustest ja süsteemitoest. CfD fikseeriks tulubaasi ühele hinnatasemele ja eemaldaks turustiimulid, mis teevad salvestuse süsteemile väärtuslikuks. Seetõttu sobib pikaajalisele salvestusele cap-and-floor skeem: projekt tegutseb turul ja teenib tulu määratletud koridori piires, kuid allapoole jääv risk on piiratud alampiiriga (floor) ning üleliigne kasum tagastatakse tarbijatele ülempiiri (cap) kaudu. See säilitab motivatsiooni vara tõhusalt opereerida, pakkudes samal ajal investorile ja laenuandjale piisavat tulukindlust.

Suurbritannia energiaregulaator Ofgem on esimesena maailmas rakendamas cap-and-floor skeemi pikaajalise salvestuse jaoks, kehtestades 25-aastase inflatsiooniga indekseeritud skeemi, mis sisaldab pehmet ülemist piiri (arendaja teenib 30%, tagastab 70%) ja võimaldab ehitusperioodi finantseerimiskulud kapitaliseerida varabaasi.

Alternatiivina pakkus Meridiam pikaajalisele salvestusele välja kättesaadavuspõhise tasuskeemi (availability payment scheme), mille puhul juhib jaama kasutamist riiklik põhivõrguettevõtja. Nende hinnangul on just TSO-l parim ülevaade süsteemi vajadustest ja sellest, millal energiat tuleb salvestada või võrku tagasi anda. Sellise mudeli puhul ehitatakse jaam sisuliselt riigi või TSO jaoks ning arendajale makstakse tasu selle eest, et jaam on kokkulepitud tingimustel kasutusvalmis.

### 3.3.3 Tuumaprojektidele sobib RAB mudel või pikaajalised hinnagarantiid

Tuumaprojektide peamine probleem ei ole üksnes turuhinna risk, vaid väga suur kapitalivajadus, pikk arendus- ja ehitusperiood ning erakordselt kõrge ehitus- ja ülekulu risk. Tavapärase tootmistoetus, näiteks CfD, ei lahenda seda probleemi üksi, sest peamine risk ei ole mitte tulude, vaid kulude poolel. Seetõttu kasutatakse tuumaprojektide puhul kas reguleeritud varabaasi (RAB) mudelit või pikaajalisi hinnavahelepinguid koos riigilaenudega.

RAB-mudeli puhul määrab regulaator lubatud tootluse investeeritud kapitalile, mida investor teenib tagasi reguleeritud tariifide kaudu. Sellist lähenemist kasutatakse näiteks Ühendkuningriigis rajatava Sizewell C tuumajaama puhul. Rootsisis põhineb toetuskeem seevastu pikaajalistel hinnavahelepingutel ja riigi toetatud laenudel, mis vähendavad ühtaegu nii turuhinna- kui ka finantseerimisrisiki.

### 3.4 Toetuskeemid peavad olema indekseeritud

Peaaegu kõik investorid ja laenuandjad rõhutasid, et toetuskeem peab olema inflatsiooniga indekseeritud; vastasel juhul võib ehitusperioodi hinnatõus projekti tasuvuse kiiresti olematuks muuta. Näiteks Jaapanis, Ameerika Ühendriikides ja Poolas on indekseerimata lepingud muutnud projektid inflatsiooni tõttu raskesti teostatavaks ning sundinud skeeme hiljem ümber tegema. Suurbritannias on toetuskeemid näiteks seotud CPIH<sup>3</sup>-ga.

### 3.5 Investorid hindavad ka arendustoetust

Väga kõrge riskitasemega projektide, nagu väike modulaarne tuumareaktor (SMR) ja vesisalvesti, puhul peavad mõned investorid vajalikuks riiklikku tuge juba arendusfaasis. Meridiam tõi esile, et selliste projektide puhul tuleb investoril kanda 4–7 aasta jooksul 50–100 miljoni euro suurust arenduskulu ilma kindluseta, et projekt kunagi ehitusfaasi jõuab. Seetõttu võib arenduskulude osaline katmine olla oluline meede, mis aitab projektidega edasi liikuda.

## 4. Laenuandjad peavad avamere tuuleparki finantseerimisküpsaks juba täna, kuid vesisalvestit ja tuumajaama mitte

EBRD hinnangul sõltub projekti finantseeritavus kolmest eeltingimusest: selgest ja stabiilsest regulatiivsest raamistikust, usaldusväärsest juhtinvestorist ning veenvast majandusloogikast. Lisaks lähtub EBRD põhimõttest, et projekt peab tuginema mudelile, mis on praktikas juba tõestatud.

Nende kriteeriumide järgi on avamere tuulepark sobiva toetuskeemi olemasolul finantseerimiseks valmis juba täna. Tegemist on projektitüübiga, mida on mitmes riigis juba ellu viidud ja rahastatud ning mida EBRD on ka ise mujal finantseerinud.

---

<sup>3</sup> CPIH (Consumer Prices Index including owner occupiers' housing costs) – tarbijahinnaindeks, mis hõlmab lisaks tavapärastele tarbijahindadele ka omaniku kasutuses oleva eluaseme kulusid.

Vesivalvesti ja tuumajaama projektid ei ole EBRD hinnangul praegu veel finantseerimiseks valmis. Panga hinnangul puudub laenuandjatel praegu piisav kindlus, et Eestis arutlusele olevate projektide riske oleks võimalik usaldusväärset hinnata ja finantseerida: SMR-tehnoloogiat ei ole kommertsalusel laialdaselt rahastatud ning greenfield-tüüpi vesivalvesti projektide finantseerimispraktika on piiratud. Mõlemat arendavad Eestis idufirmad ilma tugeva strateegilise investorita, mistõttu peab EBRD neid praegu liiga varajases arengufaasis olevaks. Pank on valmis nende tehnoloogiate rahastamist kaaluma tulevikus, kui projektid küpsevad ja mujal tekivad toimivad pretsedendid.

## 4.1 Laenutingimused

EBRD rõhutas intervjuus, et finantseerimistingimused sõltuvad tehnoloogiast. Avamere tuule puhul, mille riskiprofiil on juba tõestatud, on pank valmis olema paindlikum. Vesivalvesti ja tuumajaama puhul, kus finantseerimismudel ei ole veel praktikas tõestatud, oleksid tingimused rangemad. Allpool toodud tingimused kirjeldavad EBRD üldist lähenemist energiataristuprojektide finantseerimisele ega ole ühegi konkreetse varatüübi lõplikud tingimused.

EBRD maksimaalne laenutähtaeg on üldjuhul 20–25 aastat. Nii pikk laen eeldab sobiva toetuskeemi olemasolu ja sellele vastavat kestust: kui toetuskeem katab 25 aastat, võib ka laen olla 25-aastane. Kui skeem kestab 20 aastat, võib pank minna sellest paari aasta võrra kaugemale, kuid mitte enam. Võrdluseks oli EIB valmis käsitlema vesivalvesti projekti puhul maksimaalselt 20-aastast laenutähtaega.

Üle 25-aastast laenutähtaega ei pea EBRD realistlikuks isegi siis, kui riik annaks täiendava garantii. Projektirahastuses osaleb tavaliselt mitu laenuandjat ning rahastamisstruktuur peab olema sisemiselt järjepidev. Kui kommertspangad suudavad pakkuda näiteks 10-aastast laenu, ei saa EBRD minna sellest üksi oluliselt kaugemale, sest see lükkaks struktuuri tasakaalust välja. Sama loogikat kinnitas ka Ofgem: Ühendkuningriigis seati cap-and-floor skeemi pikkuseks 25 aastat just seetõttu, et see on pikim periood, mille ulatuses pangad ja pensionifondid on valmis kapitali pakkuma. Pikema tähtaja korral kahaneb laenuandjate ring järsult.

Laenu osakaal projekti finantseerimises sõltub EBRD sõnul tuluvoost ja selle kindluse määra. Kui olemas on tugev toetuskeem, mis tagab tulude selge nähtavuse, välistab tagasiulatuvate muudatuste riski ning kogu investeerimisstruktuur on usaldusväärne, võiks võlaga finantseerida kuni 70% või isegi 80% projekti maksumusest, eeldusel et tulukindlus on piisavalt tugev. Võrdluseks oli EIB vesivalvesti projekti puhul valmis kaaluma maksimaalselt 70% laenuosakaalu, kui projekti valmishitamise ja ülekulu riskid on adekvaatselt maandatud.

Omakapitali ja laenu raha kasutamise järjekorra küsimus sõltub EBRD hinnangul vara tüübist, võla suuruselt ja kaasatud pankadest. Avamere tuulepargi rahastamist käsitleks pank teisiti kui tuumajaama või vesivalvesti finantseerimist. Kui investor on suure ja tugeva bilansiga energiaettevõtte, võib juriidiliselt jõustatavast omakapitali kohustuskirjast (*Letter of Commitment*) piisata, et võimaldada omakapitali ja laenu raha kasutamist kulude katmiseks pro rata põhimõttel. Kui investoriks on näiteks CIP, sõltub sobiv lahendus fondi suuruselt ja muudest asjaoludest. EBRD hinnangul on see küsimus põhimõtteliselt läbiräägitav. Võrdluseks oli EIB vesivalvesti projekti puhul seisukohal, et omakapital tuleb investeerida esimesena (“equity first”).

EBRD tavapärase laenumaht projekti kohta on umbes 200 miljonit eurot, kuid strateegiliselt oluliste projektide puhul võib see ulatuda 400–500 miljoni euroni.

## 5. Ehitusriskid ja nende jagamine

### 5.1 SMR-i ja vesisalvesti puhul peetakse ehitusriski väga kõrgeks ja ülekulusid tõenäoliseks.

Kui avamere tuuleparki peavad enamik investoreid tänapäeval standardprojektiks, siis SMR tuumajaama ning vesisalvesti ehitusriski hinnatakse väga kõrgeks. Rahvusvaheline kogemus on seni näidanud, et mõlema tehnoloogia puhul on kulude ületamine ja tähtaegade pikenedamine pigem tõenäolised kui erandlikud.

#### 5.1.1 SMR - Eesti ei peaks olema liiga varajane kasutuselevõtja

RWE esindaja juhtis tähelepanu Euroopa tuumaregulatsioonile, mis nõuab, et tuumaprojektid peavad vastama teaduse viimastele saavutustele. Praktikas tähendab see, et kui ehituse käigus toimub uus teaduslik areng, tuleb see käimasolevasse projekti sisse viia. Just see põhimõte on peamine põhjus, miks Flamanville ja Hinkley Point C on kujunenud kolm korda kallimaks ja kümme aastat hilinenumaks, kui algselt kavandatud.

Ta soovitas Eestil mitte olla SMR-tehnoloogia varajane kasutuselevõtja. Tema hinnangul peaks Eesti ootama, kuni Suurbritannia rajab Wylfa'sse esimesed kolm SMR-i ja need umbes 2035. aastaks käiku saab. Alles siis, kui hind megavatt-tunni kohta ja tehnoloogia töökindlus on tõestatud, oleks Eestil alus teha investeerimisotsus – tema hinnangul 2030. aastate teises pooles, mis tähendaks elektrit kõige varem aastatel 2043–2045.

Seni peab ta kõige küpsemateks SMR-tehnoloogiateks Rolls-Royce'i ja GE Vernova lahendusi. Rolls-Royce'i eripära on see, et reaktorisüdamik on konventsionaalne, kuid kogu ülejäänud valmistatakse tehasepõhiselt ja monteeritakse kohapeal – see vähendab oluliselt ehitusriske. Rolls-Royce hindas kolm aastat tagasi oma SMR-i kogukuluks umbes 65 £/MWh; praeguseks on see tõusnud tõenäoliselt 85 £ juurde, kuid tema hinnangul on alla 100 £/MWh endiselt saavutatav. Suure tuumajaamaga aga, mis lõpuks maksaks 130–150 £/MWh, ei soovita ta Eestil üldse tegeleda.

#### 5.1.2 Vesisalvesti – geoloogiline risk on erakordselt kõrge

Sarnaselt tuumajaamadega on Austraalias ehitatav Snowy 2.0 vesisalvesti osutunud algselt kavandatud kordades kallimaks. Projekti esialgne maksumusproгноos oli 2017. aastal 2 miljardit Austraalia dollarit. 2023. aastaks oli see kerkinud 12 miljardi AUD-ni ning tänaseks on Snowy Hydro ise tunnistanud, et ka see hinnang ei ole realistlik — sõltumatud hinnangud ületavad 20 miljardit AUD. Projekti valmimist oodati algselt 2021. aastal, kuid praegune ametlik tähtaeg on 2028. aasta lõpp. Tähelepanuväärne on, et ettenähtamatud probleemid ilmnesid hoolimata sellest, et geoloogilistele uuringutele kulutati eelnevalt ligikaudu 100 miljonit Austraalia dollarit.

Ka RWE esindaja märkis oma kogemusele tuginedes, et ta ei ole näinud ühtegi maa-alust ehitusprojekti, kus lõpptulemus oleks vastanud esialgsele plaanile. Ka tuumajäätmete ladustamise projektides Saksamaal on kulude ületamine olnud tavapärane.

Tema sõnul vajab Eesti vesisalvestiprojekt enne edasiliikumist väga kogenud geoloogide kaasamist, kes suudaksid koostada adekvaatse riskimaatriksi 700 meetri sügavusele gneissi rajatava lahenduse kohta.

Ta soovitas Eesti sugusel väikeriigil mitte võtta selgelt määratlemata tehnoloogilisi riske, vaid pigem võtta kasutusele tõestatud tehnoloogiad. Väga kõrge riskiprofiiliga tehnoloogiate, näiteks tuumaenergia või vesisalvesti puhul soovitas ta edasi liikuda alles siis, kui peamised riskid on piisavalt maandatud. Vastasel juhul jääb eksperimenteerimise kulu ühiskonna kanda.

## 5.2 Ülekulu risk nõuab selget maandusmehhanismi

Investorid ja pangad tahavad näha, et projektiga seotud riskid oleksid võimalikult suures ulatuses maandatud. Ideaalis eelistatakse mudelit, kus projektil on üks peatöövõtja, kes vastutab selle valmimise eest algusest lõpuni ning on valmis lepingus fikseerima lõpliku hinna, valmimistähtaja ja vastutuse viivituste eest.

Vesisalvestite ja SMR-ide puhul ei ole täisvastutusega EPC-lepingud enamasti turul saadaval või on nende hind välistavalt kõrge. Seetõttu mõnssid investorid, et kuigi ideaalis eelistatakse täisvastutusega EPC-lepingut, tuleb praktikas arvestada ka alternatiivsete riskimaandamise lahendustega. See tähendab suuremat reservi (contingency) ning investorite valmisolekut katta ise suurem osa võimalikust ülekulust. Kuna investorite võimekus seda teha on enamasti piiratud, eeldavad investorid ja pangad süsteemikriitiliste projektide puhul riigi valmisolekut võtta viimase instantsi riskikandja roll. Kui projekt ei ole riigi seisukohalt strateegiline ega süsteemikriitiline ning investoritel puudub võimekus või valmisolek seda rolli täita, ei ole projekt tõenäoliselt finantseeritav.

Ülekulu realiseerumisel toimub riskikandmine tavaliselt järgmises järjekorras:

1. **Eelarve reserv.** Esmalt kaetakse ülekulu projekti eelarves ette nähtud reservist, mis on tavaliselt ligikaudu  $\pm 10\%$  projekti kogukulust.
2. **Töövõtja vastutus.** Seejärel kannab riski töövõtja oma lepingulise vastutuse piires. EPC-lepingutes on sellele vastutusele tavaliselt seatud ülempiir, enamasti vahemikus 30–100% lepingu väärtusest.
3. **Omakapitaliinvestori vastutus.** Kui ülekulu ületab nii reservi kui ka töövõtja vastutuse, peab omakapitaliinvestor otsustama, kas panustada projekti lõpetamiseks lisakapitali või sellest loobuda.
4. **Panga kontroll projekti üle.** Kui investor täiendavat kapitali ei lisa või projekt muutub majanduslikult läbiviimatuks, sekkub pank, võtab SPV üle kontrolli ning olukord võib kujuneda sisuliselt pankrotiolukorraks.
5. **Riigi sekkumine viimase instantsi riskikandjana.** Kui vara on elektrisüsteemi toimimise seisukohalt elutähtis, peab lõppastmes sekkuma riik – kas läbi riigieelarve või kaudselt reguleeritud võrgutariifide kaudu.

### 5.3 Riigi roll viimase instantsi riskikandjana eeldab tugevat kontrolli

Riigi osalemist viimase instantsi riskikandjana saab eeldada ainult süsteemikriitiliste objektide puhul. Kui riik sellise rolli võtab, peab ta omakorda astuma samme, et vähendada ülekulu tekkimise tõenäosust.

Suurbritannia energiaregulaatori Ofgemi näitel seisneb riigi peamine kaitsemehhanism ülekulude riski maandamiseks selles, et ehitusotsus peab põhinema küpsel ja sõltumatul kontrollitud kulubaasil, mitte arendaja optimistlikul lubadusel. Selleks kasutatakse muu hulgas järgmisi põhimõtteid:

- arendajalt nõutakse kahte kuluhinnangut – P50<sup>4</sup> (tõenäoline) ja P90<sup>5</sup> (pessimistlik) – ning projekt saab rohelise tule vaid siis, kui kulu-tulu suhe on positiivne ka P90 korral;
- P90 seatakse kõvaks laeks: selle piirini on ülekulu tarbija kanda, üle selle jääb risk arendajale ja investorile;
- nõutakse piisavat kuluhinnangute küpsusastet (vähemalt Class 2–3<sup>6</sup>);
- arendaja esitatud kuluinfo muudetakse siduvaks;
- kaasatakse sõltumatu tehniline nõustaja, kes hindab kulusid ja riske;
- projekt läbib projektirahastuse protsessi, kus pangad kontrollivad kulusid enne laenu andmist ja lukustavad kulubaasi finantseerimise sõlmimise hetkel.

### 5.4 Vesialvesteid on seni rahastatud peamiselt bilansist või riigi toel

Investorite tagasisidest selgus, et teadaolevalt on vesialvestiprojekte maailmas seni rahastatud peamiselt suurte energiaettevõtete bilansist või riigi poolt, mitte erasektori projektiettevõtte (SPV) tasandil non-recourse<sup>7</sup> projektirahastusena.

Põhjus seisneb ehitusriskis. Non-recourse projektirahastuse puhul on panga tagatiseks ainult projekt ise. Kui ehitus läheb üle eelarve ja investor ei kata puudujääki, ei ole pangal võimalik nõuda raha tagasi emattevõtelt. Kuna vesialvestiprojektide puhul ei ole turul tavaliselt saadaval EPC täisgarantiid, mis annaks pangale kindluse, et projekt valmib eelarve piires, ei ole pangad valmis sellist ehitusriski enda kanda võtma. Piltlikult öeldes jääks projekti ebaõnnestumisel pangale tagatiseks maasse kaevatud auk.

---

<sup>4</sup> P50 tähendab, et tegelikud kulud jäävad selle hinnangu tasemele või alla selle 50% tõenäosusega. Tegemist on mediaaniga – sama tõenäoline on, et tegelik kulu kujuneb sellest suuremaks või väiksemaks. Seda peetakse kõige tõenäolisemaks tulemuseks ning just seda esitavad projektiarendajad tavaliselt oma baashinnanguna.

<sup>5</sup> P90 tähendab, et tegelikud kulud jäävad selle hinnangu tasemele või alla selle 90% tõenäosusega. Teisisõnu on vaid 10% tõenäosus, et kulud ületavad selle taseme. Tegemist on pessimistliku, kuid siiski realistliku stsenaariumiga – mitte absoluutse halvima juhtumiga, vaid hinnanguga, mis hõlmab enamiku ettenähtavaid riske.

<sup>6</sup> Rahvusvahelises praktikas klassifitseeritakse kuluhinnanguid skaalal 1–5: Class 5 on esialgne lauatagunne hinnang täpsusega ±50%, Class 3 on eelprojekti tasemel hinnang täpsusega ±15–20%, Class 2 on detailne hinnang täpsusega ±5–10% ning Class 1 on lõplik kontrollhinnang täpsusega ±3–5%, mis põhineb täielikul projektdokumentatsioonil.

<sup>7</sup> Non-recourse projektirahastus on rahastamisstruktuur, kus laenu antakse eraldiseisvale projektiettevõttele (SPV-le) ning laenuandja ainus tagatis on projekti ise – selle varad ja tulevased rahavood. Kui projekt ebaõnnestub, saab pank nõuda raha tagasi ainult projektilt, mitte investoritelt ega nende emattevõtelt. Investorid riskivad seega ainult oma omakapitali panusega, mitte kogu oma varaga.

Bilansilise rahastuse puhul on olukord teine: laen on kaudselt tagatud omaniku kogu varabaasiga, mis annab pangale oluliselt tugevama vastaspoole. Seetõttu on vesisalvestiprojekte ajalooliselt rahastanud kas suured energiaettevõtted oma bilansist, riiklikud ettevõtted või riik ise. Kõigil juhtudel on ülekulu riski kandnud omanik, kellel on selleks piisavalt sügavad taskud.

## 5.5 Suurbritannia püüab muuta vesisalvestite rahastamise mudelit

Suurbritannia cap-and-floor skeem pikaajalise salvestuse jaoks tähistab olulist muutust vesisalvestite rahastamises. See oleks esimene mehhanism, mis võimaldaks selliseid projekte rahastada non-recourse projektirahastusena.

Skeemi loogika seisneb selles, et projekti efektiivsed ehituskulud suunatakse alampiiri (floor) kaudu tarbijale, kes tasub need tagasi reguleeritud tariifide kaudu 25 aasta jooksul. See annab laenuandjale kindluse, et laen saab teenindatud ka juhul, kui turult teenitav tulu osutub oodatust väiksemaks. Ehitusperioodi rahastamiskulud kapitaliseeritakse varabaasi ja kaetakse hiljem alampiiri kaudu, nii et investorile ei teki ehituse ajal netoväärtuse kaotust.

Projekti finantseeritavust toetavad seejuures kolm elementi. Esiteks piiritleb P50/P90 kuluraamistik ülekulu riski: kui tegelikud kulud jäävad P90 piiresse ja on efektiivselt kantud, katab need tarbija, kuid üle selle ulatuv kulu jääb arendaja kanda. Teiseks vastab 25-aastane inflatsiooniga indekseeritud kestus perioodile, mille ulatuses pangad ja pensionifondid on valmis kapitali pakkuma. Kolmandaks haldab skeemi sõltumatu regulaator Ofgem, kelle väljastatud litsents vähendab poliitilist riski. Skeem sisaldab ka kuludistsipliini: projektirahastuse struktuuris läheb kogu alampiiri tulu esmalt pankadele, mis motiveerib arendajat kulusid kontrollima.

## 6. Riigi roll investorite kaasamisel

Tänase seisuga ei pea potentsiaalsed investorid tuumajaama ega vesisalvesti projekte Eestis veel piisavalt küpseks, et võtta neis juhtinvestori roll. Tegemist on muna ja kana dilemmaga — investorid soovivad näha riigi pühendumust ja sobivat toetuskeemi, mis signaaliseerib, et riik peab projekti prioriteetseks. Riik aga ootab, et mõni ankurinvestor end projektiga seoks, enne sammude astumist toetuskeemi loomiseks.

Intervjuude põhjal on aga selge, et ükski investor ei seo end projektiga enne, kui riik on selle selgelt prioriteediks seadnud. See tähendab praktikas, et riik peab otsustama, milliseid tootmisvõimsusi ta oma energiasüsteemis vajab, ja kehtestama selged kriteeriumid — tehniline teostatavus, usaldusväärne kulubaas, tõendatud kasu energiasüsteemile, jne. — millele projektid peavad toetuskeemi saamiseks vastama.

Juhtinvestori usaldusväärsus ja võimekus on projekti finantseeritavuse seisukohalt otsustava tähtsusega. EBRD sõnul ei siseneks nad ühessegi omakapitali tehingusse ilma usaldusväärse strateegilise investorita. Praegune olukord — kus nii vesisalvesti- kui SMR-projekte viivad edasi peamiselt idufirmad — on põhimõtteline takistus.

Juhtinvestor võiks ideaalis olla vastava tootmistehnoloogia kogemusega energiaettevõtte — näiteks vesisalvesti puhul Statkraft või RWE — kes oleks valmis projektiga vähemalt 20–25 aastat kaasas olema, mitte puhtalt finantsinvestor, kes optimeerib kiiret väljumist. Hea kandidaat oleks ka hübriidne investeerimisfond nagu Meridiam või CIP, kes on finantsinvestorid, aga kellel on samas komplekssete energiaprojektide elluviimise kogemus. Meridiam on selles osas ainulaadne, et nad jäävad projektide pikaajaliseks omanikuks ega müü neid. CIP soovib seevastu säilitada paindlikkust projektist pärast käivitamist väljuda. Valdav osa investoritest näeb selliste projektide rahastamist konsortsiumina, kus partnerite kompetentsid täiendavad teineteist.

Arvestades, et Eesti ei ole enamiku investorite jaoks investeerimispiirkonnas, tuleks projekte vaadata investori vaatest komplekselt — investorid otsivad sünergiat oma olemasolevate tegevustega ning ei ole huvitatud eraldiseisvast üksikprojektist. Näiteks vesisalvesti puhul on oluline, kas investoril on piirkonnas taastuvenergia varasid või võimalus neid omandada või arendada, mille väärtust salvestus tõstaks. Sellest tulenevalt tuleks projekte positioneerida regionaalselt ja tuua välja sünergiapotentsiaal, mis muudaks investeeringu investori jaoks strateegiliselt atraktiivseks.

Valdav enamus investoritest väitis, et riigi osalemine projektis — näiteks Eesti Energia kaudu — oleks positiivne. See signalseeriks riigi pühendumust, maandaks poliitilist riski, tagaks suhtluskanali valitsusega ning aitaks riigi ja ettevõtte huve ühtlustada. EBRD viitas hea näitena Marokole, kus riik lõi taastuvenergia arendamiseks riikliku ettevõtte Masen (Moroccan Agency for Sustainable Energy). Masen korraldas hankeid ja võttis ise 20–25% omakapitali osaluse koos rahvusvaheliste konsortsiumitega, toimides PPP-mudelina, kus riigi ja investorite huvid on ühtlustatud. Investorid tajusid seda positiivselt, sest riigi osalus vähendas poliitilist riski ja andis kindluse, et reegleid ei muudeta tagantjärele. Eesti kontekstis saaks analoogset rolli täita Eesti Energia. Samas rõhutas EBRD, et riigi osalus üksi ei ole piisav — see ei asenda usaldusväärset strateegilist juhtinvestorit.

Poliitilise riski maandamine — et tulevane valitsus ei muudaks toetuskeemi tingimusi — on investorite jaoks üks olulisemaid lahendamist vajavaid teemasid. Hoiatava näitena mainiti intervjuudes Hispaaniat, kus riik tühistas majanduskriisi ajal taastuvenergia toetuskeemid, hävitades investorite usalduse aastateks. Suurbritannia on selle riski maandanud institutsionaalselt: toetuskeemi haldab sõltumatu regulaator Ofgem, kelle väljastatud litsents on siduv leping, mida ei saa valitsuse vahetudes ühepoolset muuta. Investorite hinnangul on just see institutsionaalne sõltumatus peamine põhjus, miks Suurbritannia on energeetika investeeringute jaoks üks usaldusväärsemaid turge maailmas. Ofgem ise rõhutas, et regulaatori meelevaldsus tõstaks kapitali hinda ja see kulu kanduks otse tarbijatele — seega on stabiilsus ka riigi enda huvides. Eesti kontekstis tähendab see, et toetuskeemi haldamine tuleks usaldada poliitilisest tsüklis sõltumatule institutsioonile, sõlmitud lepingud peavad olema õiguslikult siduvad ning toetuskeemi raamistik peab olema üles ehitatud nii, et selle muutmine oleks uuele valitsusele kulukam kui selle jätkamine.

## 7. Investorite tootlusootused

Tootlusootused varieerusid investori profiili järgi selge mustriga: riiklikud energiaettevõtted aktsepteerivad madalamat tootlust kui erakapitali taristufondid.

- Vattenfall: omakapitali IRR 6–7% täielikult maandatud riskide ja tagatud tuludega (RAB või CfD); 15% turupõhiselt. 8–9 protsendipunktiline vahe illustreerib tulukindlusetuse hinda.
- Taaleri: omakapitali IRR 10–12% (12% projekti tasandil, 10% fondi tasandil pärast kulusid).
- Equinor: omakapitali IRR üle 10% (avalikult kommuniqueeritud taastuenergia eesmärk).
- Marubeni: omakapitali IRR 15% (avalik strateegia), tunnistades, et seda on arenenud riikide taristuinvesteeringute puhul raske saavutada.
- Meridiam: omakapitali IRR 10–15% standardprojektide puhul; 14–17% innovaatiliste projektide puhul nagu näiteks vesisalvesti, potentsiaalselt madalam tugeva riigipoolse toetusega.
- Ülejäänud intervjuueeritud oma tuluootusi ei avalikustanud.

Keskne majanduslik loogika seisneb selles, et mida rohkem riski investor võtab, seda kõrgem on kapitali hind. Projekti maksumus Eesti ühiskonnale on seega otseselt määratud toetuskeemi disainiga. Hästi läbimõeldud mehhanism, mis kõrvaldab tarbetu riski, alandab investori tootlusootust ja sellega projekti kogukulu — sadade miljonite eurode suuruse investeeringu puhul tähendab iga protsendipunkt olulist summat aastas.

## 8. Järeldused ja soovitus

Intervjuud potentsiaalsete välisinvestoritega annavad üheselt mõista, et Eesti vajab põhimõttelist muutust selles, kuidas riik välisinvesteeringuid energeetikasse kaasab. Alljärgnevalt on koondatud peamised järeldused ja soovitus

### **8.1 Riik vajab konkreetset energistrateegiat ja peab otsustama, milliste võimsuste millises mahus ja ajakavas turule toomine on prioriteetne.**

Investorid ootavad, et riigil oleks terviklik pikaajaline energiasüsteemi plaan. Riik peab lahendama Eesti tulevase energiaportfelli optimeerimisülesande, et tagada pikas vaates parim tasakaal hinna, varustuskindluse ja keskkonnamõju vahel. Kõigi suurte energiataristuprojektide samaaegne toetamine ei ole tarbijale jõukohane, mistõttu peab riik otsustama, millist tüüpi võimsused, millises järjekorras ja millises ajahorisondis millist tüüpi toetuskeemi vajavad. Eeskujuna tasub investorite sõnul võtta Suurbritannia viimase kümnendi lähenemisest uute võimsuste turule toomisel.

### **8.2 Tuumajaama ja vesialvesti puhul tuleb arvestada suure ülekulu riskiga.**

SMR-tuumajaama ja vesialvesti puhul on rahvusvaheline kogemus näidanud, et kulude ületamine ja tähtaegade pikenemine on pigem tõenäolised kui erandlikud. Eesti sugune väikeriik ei peaks võtma varajase kasutuselevõtja riski. SMR-i investeerimisotsus tuleks langetada alles pärast seda, kui esimeste Euroopasse rajatud SMR-ide töökindlus on tõestatud ning hind megavatt-tunni kohta on selgunud. Vesialvesti puhul tuleks enne edasiliikumist läbi viia sõltumatu geoloogiline riskihindamine, mis annaks adekvaatse ülevaate 700 meetri sügavusel gneisis ehitamise tegelikest riskidest ja kuludest.

### **8.3 Laenukäendus ei ole piisav instrument.**

Investorite ja laenuandjate hinnangul ei lahenda laenukäendus peamist takistust, milleks on tulukindlus ehk piisavalt prognoositav rahavoog, mis tagab tootluse ka omakapitalile. Seega ei olnud ükski intervjueritud investor valmis laenukäenduse vastu investeerima avamere tuuleparki, vesialvestisse ega tuumajaama.

### **8.4 Erineva riskiprofiiliga tehnoloogiad vajavad erinevat toetuskeemi.**

Avamere tuulepargi, vesialvesti ja tuumajaama riskiprofiilid on sedavõrd erinevad, et neid ei ole võimalik toetada ühe universaalse finantsinstrumendiga. Avamere tuulele sobib CfD, vesialvestile cap-and-floor, tuumajaamale RAB-mudel või pikaajaline hinnagarantii koos riigilaenudega.

### **8.5 Toetused peaksid olema finantseeritud lõpptarbijate poolt.**

Suurte energiataristuprojektide toetuskeemid on pikaajalised kohustused, mis kestavad 20–25 aastat ning mida võivad mõjutada ka ehituse käigus tekkivad ülekulud. Kuna tegemist on energiasüsteemi teenustega, on hea praktika kanda toetuskeemide kulud tarbijapõhiselt reguleeritud tariifide kaudu, mitte läbi riigieelarve, kus nad konkureeriksid teiste avalike kulutustega.

## **8.6 Toetuskeemid peavad olema inflatsiooniga indekseeritud.**

Investorid ja laenuandjad rõhutasid, et toetuskeemid peavad olema inflatsiooniga indekseeritud. Vastasel juhul võib ehitusperioodi hinnatõus projekti tasuvuse kiiresti ära nullida ning muuta investeeringu raskesti finantseeritavaks.

## **8.7 Riik peab andma selge signaali oma pühendumusest.**

Hetkel valitseb riigi ja investorite vahel muna ja kana dilemma: riik ootab ankurinvestorit, investorid aga ootavad toetuskeemi ja riigi selget positsiooni, et ennast arendatavate projektidega siduda. Intervjuude põhjal on selge, et esimese sammu peab astuma siiski riik, andes üheselt mõista, milliseid projekte ta peab Eesti energiasüsteemi seisukohalt strateegiliselt oluliseks ja milliste puhul on ta valmis looma sobiva tulukindluskeemi.

Täna raskendab selle signaali andmist asjaolu, et riigi enda sees puudub energeetikas selge eestvedamine ja koordineeritus. Suheldes Kliimaministeeriumi, Eesti Energia, Eleringi ja Riigikogu liikmetega selgub, et riigiülese elektrienergeetika plaani osas valitseb erinevate osapoolte vahel märkimisväärne koordineerimatus. Kohati avaldavad olulised osapooled diametraalselt vastassuunalisi seisukohti ning ühine arusaamine eesmärgist ja tegevuskavast puudub. Valdonna poliitikat loov Kliimaministeerium peaks oluliselt tugevdama energeetika valdkonna meeskonda ja professionaalsust ning võtma selgelt valdkonda eestvedava rolli. Ilma selleta ei ole realistlik oodata, et riik suudab anda investoritele ühest ja usaldusväärset signaali.

Riigil tuleb läbi mõelda ka oma osaluste poliitika energiataristuprojektides. Riigi osalus läbi Eesti Energia strateegiliselt olulistest projektides signaleeriks riigi pühendumust, ühtlustaks riigi ja investorite huve ning toetaks usaldusväärse strateegilise juhtinvestori kaasamist.

## **8.8 Dialoogi tasub alustada investoritega, kelle tegevustega on olemasolev või potentsiaalne sünergia.**

Investorid lähtuvad portfelli loogikast. Mitmed intervjuueeritud energiaettevõtted rõhutasid, et nad investeerivad ainult turgudel, kus näevad sünergiat oma olemasolevate tegevustega — kus neil on juba kliendibaas, varad või turupositsioon, mida uus investeering tugevdaks. Eraldiseisev üksikprojekt väikesel turul ei paku piisavat huvi. Seetõttu tuleks projekte positsioneerida investorite olemasoleva või kavandatava portfelli kontekstis.