



30913271-Consulting 09-2489

## **Bepaling van de netverliezen in het 110 en 150 kV net**

Arnhem, 26 november 2009

Auteur H.E. Dijk

In opdracht van Liander, Enexis, Stedin, Delta Netwerkbedrijf en TenneT

---

auteur : H.E. Dijk	09-11-30	beoordeeld : J. van Casteren	09-11-30
B 43 blz.	2 bijl.	goedgekeurd : J. Wetzer	09-11-30



© KEMA Nederland B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Dit document bevat vertrouwelijke informatie. Overdracht van de informatie aan derden zonder schriftelijke toestemming van KEMA Nederland B.V. is verboden. Hetzelfde geldt voor het kopiëren (elektronische kopieën inbegrepen) van het document of een gedeelte daarvan.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijv. een PDF bestand) en de originele door KEMA verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

KEMA Nederland B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, toekomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

INHOUD		blz.
1	Inleiding	4
2	Onderzoekskader en vraagstelling	6
2.1	Onderzoekskader	6
2.2	Netverliezen	7
2.3	Onderzoeksvraag	8
2.4	Aanpak	9
3	Bepaling netverliezen	10
3.1	Bepaling netverliezen Internationaal	10
3.2	Bepaling netverliezen bij de RNB's	10
3.3	Verliesbepaling onder gebruikmaking van $I^2R$ -methode	11
3.4	Verliesbepaling onder gebruikmaking van <i>state estimator</i>	13
3.5	Bepaling additionele verliezen	18
3.5.1	Invloed geleidertemperatuur	19
3.5.2	Harmonische verliezen	21
3.5.3	Verdiscontering asymmetrie	23
3.5.4	Verliezen onderstation	25
3.5.5	Diëlektrische verliezen kabel	26
3.5.6	Coronaverliezen	28
4	Conclusies	31
Bijlage A	Input Regionale Netbeheerders	34
Bijlage B	Coronaverliezen	39

## 1 INLEIDING

In het kader van de WON (Wet Onafhankelijk Netbeheer) is vanaf 1 januari 2008 de overdracht van het beheer van de 110 en 150 kV netten van de vier RNB's (Liander, Enexis, Stedin en Delta Netwerkbedrijf) aan TenneT begonnen. De overdracht gebeurt stapsgewijs en is nog niet afgerond. Op de nieuw ontstane overdrachtspunten in het net zijn op dit moment geen comptabele metingen. Het gevolg hiervan is dat bij het vaststellen van het debiet en het vermogen dat de RNB's van TenneT betrekken, de technische netverliezen<sup>1</sup> bekend moeten zijn. Omdat (technische) netverliezen niet kunnen worden gemeten, moeten deze worden berekend. Voor genoemde partijen is een adequate verliesberekening zeer belangrijk vanwege de rol in de bepaling van het debiet.

TenneT en de vier RNB's hebben vastgesteld dat er een verschil zit tussen de berekende (technische) netverliezen van de 110 en 150 kV-netten en de daadwerkelijk optredende netverliezen. In de ATO's<sup>2</sup> wordt gesteld dat voor het vaststellen van de netverliezen per verbinding de formule  $3I^2R$  wordt toegepast. De totale netverliezen worden dan gevonden door de berekende  $3I^2R$ -verliezen van een verbinding te sommeren over alle betreffende 110 of 150 kV-verbindingen in het betreffende gebied.

In de formule van de verliesbepaling wordt per verbinding een bepaalde waarde van de weerstand gebruikt. De praktijk laat zien dat verschillende weerstandswaarden kunnen worden toegepast: gelijkstroom- of wisselstroomweerstand al dan niet rekening houdend met de temperatuur van de stroomgeleider.

Strikt genomen, moeten bij de bepaling van de technische netverliezen in een net, naast deze  $I^2R$ -verliezen (Ohmse verliezen van de verbindingen) ook andere technische verliezen worden meegenomen. Hierbij moet worden gedacht aan coronaverliezen in bovengrondse lijnen, diëlektrische verliezen bij kabels en verliezen in apparatuur zoals condensatorbanken, spoelen, railsystemen, meettransformatoren en railsystemen.

Namens TenneT en de vier RNB's heeft Liander KEMA gevraagd om een onderzoek te verrichten naar de fysische verschijnselen die bepalend zijn voor verliezen in elektrische verbindingen en andere apparatuur. Meer specifiek gaat het om een zo adequaat mogelijke bepaling van  $I^2R$ -verliezen in verbindingen en verliezen in andere apparatuur met als doel de laatstgenoemde verliezen als extra verliezen te verdisconteren in een toeslagpercentage bovenop  $I^2R$ -verliezen, indien mogelijk met een voorstel voor zo'n percentage.

---

<sup>1</sup> (Technische) netverliezen: het verbruik van actief vermogen in het elektrische net dat veroorzaakt wordt door het gebruik van dat net;

<sup>2</sup> ATO: Aansluit en Transport Overeenkomst tussen TenneT en een RNB

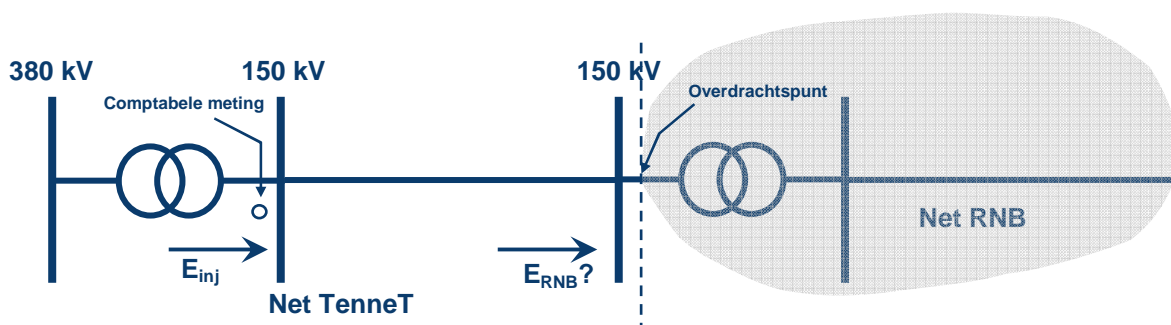
Naast de technische verliezen kennen de bedrijven ook nog administratieve verliezen. Deze zijn terug te voeren tot foutieve metingen, meetfouten, ongelijktijdigheden, administratieve fouten, nog niet gecombineerde metingen en diefstal. De bepaling van administratieve verliezen valt buiten dit kader.

## 2 ONDERZOEKSKADER EN VRAAGSTELLING

Dit hoofdstuk gaat nader in op de vraagstelling zoals die in de inleiding is geformuleerd. Meer specifiek wordt hier de meer technisch inhoudelijk kant van de vraagstelling belicht waardoor de betekenis en reikwijdte van de voorgestelde verliesberekening zo duidelijk mogelijk wordt. Het belang van de verliesberekening noopt tot deze transparantie.

### 2.1 Onderzoekskader

Als "tijdelijke" oplossing willen TenneT en de vier RNB's de in het net van de RNB's geïnjecteerde energie bepalen onder gebruikmaking van bestaande comptabele metingen en verliesberekeningen. De bestaande comptabele metingen bevinden zich in het net dat door TenneT wordt beheerd, en aan de LS-zijde van de zogenaamde "koppeltransformatoren".



**Figuur 1 Schematische netwerkvoorstelling – basis voor verliesberekening**

Figuur 1 geeft een schematische voorstelling van de huidige situatie voor een 150 kV net deel. Omwille van het behoud van het overzicht zijn in dit schema geen afnemers en/of producenten in het 150 kV-net opgenomen. Deze vereenvoudiging doet niets af aan de algemeenheid van onderzoekskader en vraagstelling. Merk in dit verband ook op dat voor beschouwingen over het 110 kV-net eenzelfde schematische voorstelling en eenzelfde soort redeneringen kan worden toegepast. Daarom zal in het vervolg slechts beschouwingen over het 150 kV-net worden gehouden.

Dit schema laat zien dat in het nieuwe overdrachtspunt tussen TenneT en de RNB's geen comptabele meting plaatsvindt. Verwacht wordt dat op korte termijn de overdrachtspunten met de RNB's niet van comptabele metingen zullen worden voorzien. Voor zowel TenneT als de RNB's is dus (nu reeds) de vraag: hoeveel energie wordt in een bepaalde periode (per kwartier) in het overdrachtspunt geïnjecteerd (wat is  $E_{RNB}$ )? Het schema laat ook zien dat een comptabele meting zich bevindt aan de 150 kV-zijde van de 380/150 kV transformator

("koppeltransformator"). De comptabele meting meet met een bepaalde (door de Meetcode vereiste) nauwkeurigheid de energie die in een bepaalde periode in het beschouwde punt in het 150 kV-net wordt geïnjecteerd. Omdat in het 150 kV net verliezen optreden, zal de in het RNB net geïnjecteerde energie ( $E_{\text{RNB}}$ ) gelijk zijn aan de in het 150 kV net geïnjecteerde energie ( $E_{\text{inj}}$ ) verminderd met de in het 150 kV net optredende verliezen. Merk op dat netverliezen niet rechtstreeks te meten zijn, ze worden berekend. Hierdoor hangt de bepaling van de in het RNB net geïnjecteerde energie direct samen met de bepaling c.q. berekening van de netverliezen in het 150 kV net.

Na deze schets van context kan de centrale vraag van dit onderzoek duidelijk worden gemaakt: hoe moeten de verliezen in het 150 kV net worden berekend?

Voordat de centrale vraag verder wordt verdiept, zal worden ingegaan op netverliezen: wat wordt hieronder precies verstaan? Wat wordt wel en wordt niet meegenomen?

## 2.2 Netverliezen

Elke component in het net die stroom voert en/of onder spanning staat is behept met verliezen. De netverliezen zijn een optelsom van de afzonderlijke verliezen in de componenten. Voor de hier beschouwde 110 en 150 kV netten gaat het om de volgende componenten:

- Bovengrondse lijn
- Kabel
- Smoorspoel
- Compensatiespoel
- Condensatorbank
- Filterbank
- Toon frequent zender
- Onderstation
  - Railsysteem
  - Vermogenschakelaars
  - Scheiders
  - Spanningstransformatoren
  - Stroomstransformatoren.

Omdat de verliezen in bovenstaande componenten niet worden gemeten, zullen deze moeten worden berekend. Hiervoor is nodig dat de stroom door en/of de spanning over de component bekend is. De praktijk laat echter zien dat comptabele spanning- en

stroommetingen in het net zeer beperkt aanwezig zijn. Doorgaans vinden in het net deze metingen, indien aanwezig, plaats in onderstations. Ten behoeve van de bedrijfsvoering worden de railspanning en de veldstromen (stromen door de verbindingen die met het onderstation verbonden zijn) wel gemeten. Dit houdt in dat in principe de Ohmse verliezen ( $I^2R$ -verliezen) in de verbindingen kunnen worden berekend, mits hun weerstand bekend is.

In dit verband moet worden opgemerkt dat de nauwkeurigheid van genoemde spanning- en stroommetingen lager is dan die van comptabele metingen: voor de bedrijfsvoering van de netten is de nauwkeurigheid van comptabele metingen niet vereist.

### 2.3 Onderzoeksvraag

Nu het kader in meer detail is geschetst, kan de onderzoeksvraag specifiekere worden geformuleerd. Deze is als volgt:

Hoe kunnen de verliezen in de componenten van het 110 en 150 kV net die tussen het punt van comptabele metingen en het nieuwe overdrachtspunt zijn gelegen op een adequate en uniforme manier worden bepaald?

Wat "adequate manier" in dit verband betekent, komt tot uitdrukking in de volgende technische randvoorwaarden:

- De netverliezen moeten worden bepaald met de hoogst mogelijke nauwkeurigheid, uitgaande van:
  - de bestaande comptabele metingen in het 110 en 150 kV net;
  - de bestaande metingen ten behoeve van de bedrijfsvoering;
  - de door RNB toegepaste elektrische parameters van de netcomponenten (netgegevens in het EMS gegevensbestand).
- De verliesberekening moet aansluiten bij de huidige bepaling van de netverliezen bij de RNB's; verbeteringen worden niet uitgesloten.
- De netverliezen (MWh) moeten dagelijks kunnen worden bepaald.
- De netverliezen moeten per PTE (programmatijdseenheid = 15 minuten) worden berekend.
- De verliesberekening moet robuust zijn.
- De verliesberekening moet transparant/auditabel zijn.
- De vastgestelde methode van verliesberekening moet snel kunnen worden geïmplementeerd.



Niet onbelangrijk is de volgende niet-technische randvoorwaarde:

- TenneT en de RNB's moeten hun goedkeuring verlenen aan de verliesberekening
- De Energiekamer en netgebruikers moeten instemmen met de verliesberekening.

Omdat de Energiekamer en aangeslotenen gedurende het project niet geconsulteerd worden, kan het zijn dat de verliesberekening niet voldoet aan door hen gestelde en/of te stellen eisen.

## 2.4 Aanpak

Ter beantwoording van de onderzoeksvraag heeft KEMA de volgende werkzaamheden uitgevoerd:

- Inventarisatie methoden bepaling netverliezen
  - Uitvoeren literatuurstudie naar de aanpak in andere Europese landen (UK, DE, NO, SE, IT)
  - Inventarisatie methoden verliesbepaling bij de vier RNB's (huidige situatie)
  - Inventarisatie per RNB verschil tussen huidige en gewenste situatie.
- Ontwikkelen c.q. vastleggen methode ter bepaling netverliezen
  - Vaststellen huidige situaties bij de RNB's
  - Formuleren bepaling netverliezen
- Rapportage en presentatie

In een kick-off meeting zijn het onderzoekskader en de eisen aan de methode ter bepaling van de netverliezen vastgesteld. Hierbij is benadrukt dat de voorgestelde methode van bepaling van de netverliezen snel implementeerbaar moet zijn. Bepaling van de netverliezen is nodig om de tijd die vereist is voor het plaatsen van comptabele metingen op de nieuwe overdrachtspunten tussen TenneT en de RNB's te overbruggen. De tijdelijkheid van de oplossing is afhankelijk van de geschiktheid van de methode voor een meer definitieve bepaling van het debiet. De verliesbepaling moet vooral praktisch zijn. Gestreefd moet worden naar een nauwkeurigheid die maximaal haalbaar is in de huidige praktijk.

Door uit te gaan van comptabele en bestaande bedrijfsvoeringsmetingen in de onderstations en netgegevens uit het EMS bestand, moet de berekening van de netverliezen praktisch worden gehouden. Later zal duidelijk worden dat deze uitgangspunten leiden tot het verdisconteren van specifieke netverliezen zoals coronaverliezen in een toeslagpercentage bovenop  $I^2R$ -verliezen.

### 3 BEPALING NETVERLIEZEN

#### 3.1 Bepaling netverliezen Internationaal

Netverliezen zijn voor de Europese netbeheerders steeds belangrijker geworden na de liberalisering. TSO's moeten nu de verliezen in hun net zelf inkopen. Daarom houden de TSO's in de ontwerpfase steeds meer zoveel mogelijk rekening met verliezen in de keuze van een netontwerp. Anderzijds proberen TSO's ten behoeve van de inkoop van netverliezen deze zo goed mogelijk te voorspellen en te bepalen uit metingen. Indien dit bedrijfsvoeringstechnisch mogelijk is, worden de verliezen gereduceerd, onder de voorwaarde dat de leveringszekerheid hierdoor niet in gevaar wordt gebracht. De bepaling van de netverliezen gebeurt aan de hand van comptabele metingen in het net. Gemeten wordt hoeveel energie in het net wordt geïnjecteerd en hoeveel uit het net wordt afgenomen.

Vooralsnog is er in de literatuur geen artikel aangetroffen dat ingaat op de bepaling van netverliezen zoals in de onderzoeksvraag is geformuleerd. Een aantal artikelen die de *state estimator* (een belangrijke netwerkapplicatie in een EMS) beschrijven, behandelt het vraagstuk van de netverliezen wel, maar meer als "bijproduct": na schatting van de toestand van het net volgt een *loadflow*-berekening met als resultaat onder andere de stromen in het net. Met behulp van de berekende stromen worden de *Ohmse* verliezen ( $I^2R$ -verliezen) in het net bepaald.

Op basis van het resultaat van het uitgevoerde literatuuronderzoek is besloten de oplossingsrichting onder gebruikmaking van de *state estimator* verder te exploreren.

#### 3.2 Bepaling netverliezen bij de RNB's

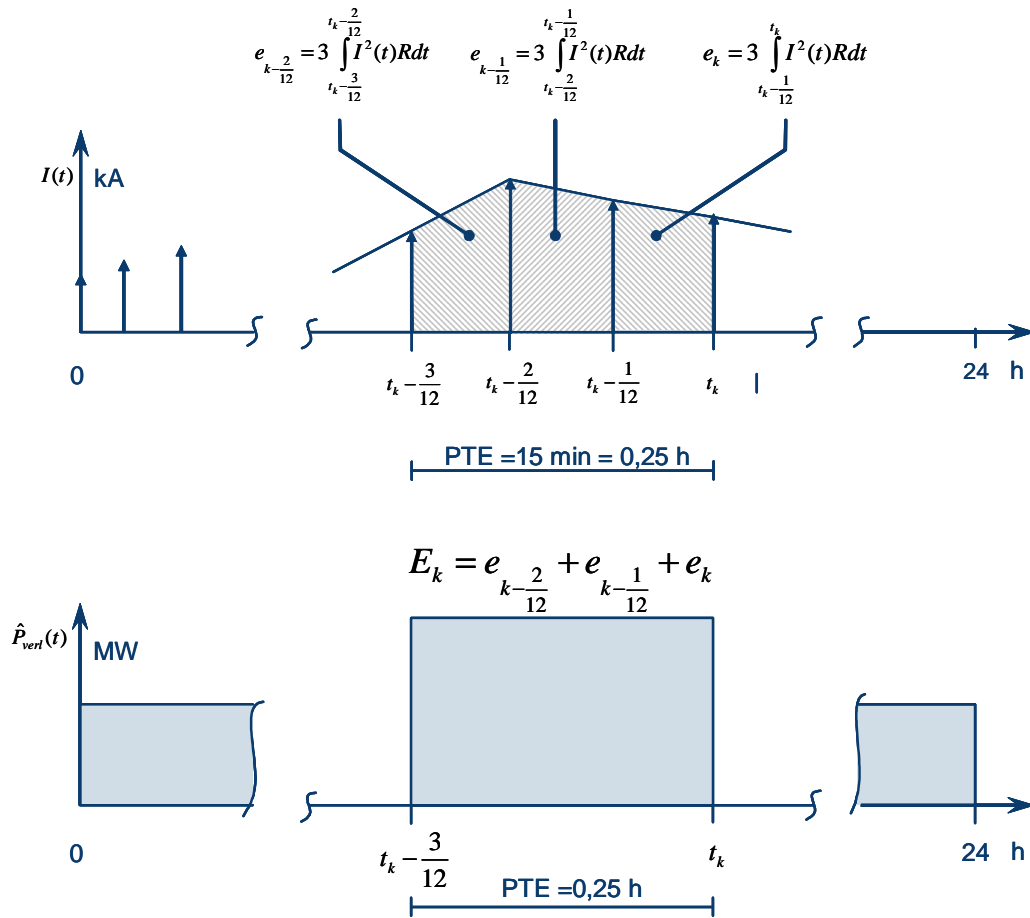
De RNB's zijn geïnterviewd over de wijze waarop zij de netverliezen bepalen. Delta Netwerkbedrijf en Enexis bepalen de netverliezen onder gebruikmaking van de *state estimator* van hun EMS. Liander bepaalt de netverliezen onder gebruikmaking van de formule  $3I^2R$ . Omdat Stedin haar *state estimator* pas onlangs werkend heeft gekregen, worden de netverliezen vooralsnog op eenvoudige wijze bepaald. Stedin stelt de netverliezen gelijk aan een bepaald percentage van de in het Stedin-net ingevoede energie. In dit kader heeft Stedin aangegeven in de toekomst de verliesbepaling onder toepassing van de *state estimator* te adopteren.

Uit de interviews met de RNB's blijkt dat zij verschillende weerstandswaarden bij de verliesberekening toepassen. Soms wordt de gelijkstroomweerstand bij 20 °C, soms de 50Hz-weerstand bij 20 °C of bij 50 °C, soms de gemeten weerstandswaarden en soms een combinatie van weerstandswaarden toegepast. Voor een uniforme verliesbepaling is het nodig uit te gaan van eenzelfde weerstand. Voorgesteld wordt de 50Hz-weerstand bij 20 °C te gebruiken. TenneT is doende een *state estimator* voor alle door haar beheerde netten te installeren, zodat de verliesbepaling uniform zal zijn.

De volgende paragrafen behandelen in het kort de verliesbepaling met behulp van de  $3I^2R$ -formule en de *state estimator*.

### 3.3 Verliesbepaling onder gebruikmaking van $I^2R$ -methode

Bij de  $I^2R$ -methode wordt gebruik gemaakt van gemeten stromen. De stromen in de drie fasen van een verbinding worden in de stations gemeten en voorzien van een tijdstempel. Meestal wordt het gemiddelde van de drie fasestromen genomen en per tijdseenheid (vaak vijf minuten) opgeslagen. Als de weerstand R van een lijn bekend is, worden de Ohmse verliezen in de lijn als volgt berekend:



**Figuur 2 Bepaling  $3I^2R$  verliezen**

$$\int I_a^2(t) R dt + \int I_b^2(t) R dt + \int I_c^2(t) R dt \approx 3 \int I^2(t) R dt$$

waarbij

$I_a$ ,  $I_b$  en  $I_c$  : fasestromen van de verbinding

$I$  : gemiddelde van de fasestromen.

$R$  : lijnweerstand

Figuur 2 laat zien hoe de verliezen ( $E_k$ ) per PTE worden bepaald indien uitgegaan wordt van de gemiddelde van de fasestromen die per vijf minuten bekend is. De formule voor de verliesbepaling is als volgt:

$$E_k = 3 \int_{t_k - \frac{3}{12}}^{t_k - \frac{2}{12}} I^2(t) R dt + 3 \int_{t_k - \frac{2}{12}}^{t_k - \frac{1}{12}} I^2(t) R dt + 3 \int_{t_k - \frac{1}{12}}^{t_k} I^2(t) R dt$$

$$k = 1, 2, \dots, 24$$

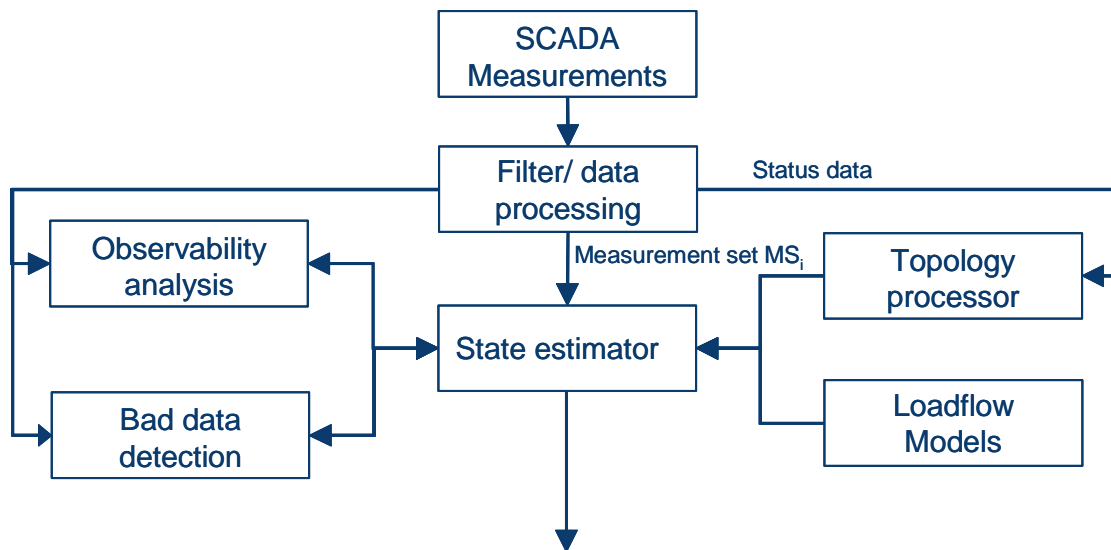
Opgemerkt moet worden dat de metingen soms foutieve waarden bevatten. Voor een correcte bepaling van de verliezen zullen de stroommetingen eerst gecontroleerd moeten worden op foutieve metingen. Foutieve metingen worden verwijderd en in plaats hiervan worden er vervangende waarde gebruikt.

Zoals eerder is opgemerkt, past Liander de  $\hat{P}R$ -methode toe voor de verliesbepaling. De controle op foutieve metingen en correctie hiervan heeft Liander niet geautomatiseerd. Controle en correctie gebeurt nu "met de hand". Daarnaast wordt doorgaans aan beide zijden van de verbinding de stroom gemeten, stel deze gelijk  $I_1$  en  $I_2$ . De verliezen in de verbinding worden gelijk gesteld aan de halve som van de verliezen berekend met deze twee stromen:

$$P_{verl} = \frac{1}{2} (I_1^2 R + I_2^2 R).$$

### 3.4 Verliesbepaling onder gebruikmaking van *state estimator*

De *state estimator* behoort tot de basisnetwerkanvullingen in een EMS. Deze applicatie schat de toestand van het net op basis van meetgegevens. Figuur 2 laat zien in welke deelapplicaties in de praktijk nodig zijn om de *state estimator* goed draaiend te krijgen in een EMS.



**Figuur 3 Functionele voorstelling "omgeving" state estimator**

De naamgeving van de deelapplicaties is zelfuitleggend. In dit kader is het belangrijk om te weten dat de *state estimator*, naast de eerder genoemde bedrijfsvoeringsmetingen, gebruik maakt van netgegevens, zijnde de actuele nettopologie en de netwerkparameters. De nettopologie heeft betrekking op de actuele schakeltoestand van het net (hoe zijn de netcomponenten met elkaar verbonden), de netparameters op de waarde van de parameters van de in het net voorkomende netcomponenten.

Op basis van metingen uit het net bepaalt de *state estimator* de toestand van het net op een bepaald tijdstip. Hierbij houdt de *state estimator* rekening met de meetfout in de metingen en levert de best geschatte toestand van het net op. In dit verband moet onder toestand van het net worden verstaan de spanning in alle knooppunten (railspanning van de onderstations) in het net.

Het is nuttig om te weten onder welke aannames de toestand van het net wordt geschat. De volgende aannames liggen ten grondslag aan het schatten van de toestand van net met behulp van de bij de RNB's in gebruik zijnde *state estimators*:

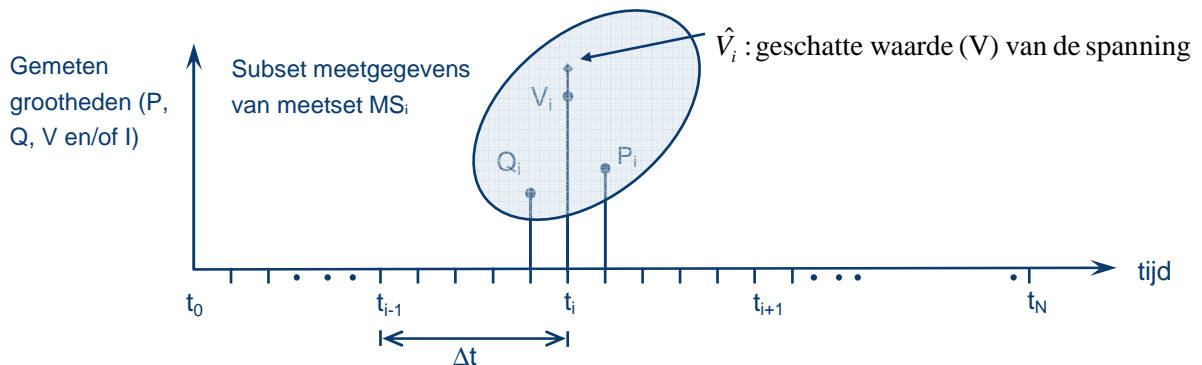
- Het elektriciteitsvoorzieningsstelsel wordt symmetrisch verondersteld, dat wil zeggen: symmetrische voeding, symmetrische belasting en symmetrisch net
- Van het elektriciteitsvoorzieningsstelsel wordt de éénfasevoorstelling gebruikt in plaats van de driefasevoorstelling
- De klassieke meetset P, Q en V wordt gebruikt (actief vermogen, blindvermogen en grootte van de spanning)
- Gebruik wordt gemaakt van simultane of bijna simultane metingen (sequentiële time scan)

Tabel 1 toont een voorbeeld van een resultaat van een *state estimator* over een periode van een dag. Te zien is dat op bepaalde tijdstippen de spanning wordt geschat.

**Tabel 1** Voorbeeldoutput van een *state estimator*

tijdstempel	Gemeten			Geëstimeerd		
	Spanning 1 (kV)	Spanning 2 (kV)	Stroom (A)	Spanning 1 (kV)	Spanning 2 (kV)	Stroom (A)
12-9-2009 0:00	159,12	158,13	129,6	159,84	158,26	133,00
12-9-2009 0:05	159,12	157,41	129,6	158,40	158,38	129,89
12-9-2009 0:09	158,4	157,14	129,6	158,40	157,69	134,97
12-9-2009 0:15	158,4	157,14	129,6	158,40	157,62	129,71
12-9-2009 0:19	158,4	157,41	129,6	158,40	157,75	129,37
12-9-2009 0:25	158,4	157,41	129,6	159,12	157,78	127,24
12-9-2009 0:29	158,4	157,5	129,6	159,12	157,79	134,33
12-9-2009 0:35	158,4	157,59	129,6	159,12	157,87	135,10
12-9-2009 0:40	159,12	157,68	129,6	159,12	158,05	134,23
12-9-2009 0:44	159,12	157,86	129,6	159,12	158,13	131,23
12-9-2009 0:50	159,12	158,04	129,6	159,84	158,24	132,55
12-9-2009 0:54	159,12	158,04	129,6	159,84	158,47	133,42
12-9-2009 1:00	159,12	158,13	129,6	159,84	158,51	129,64

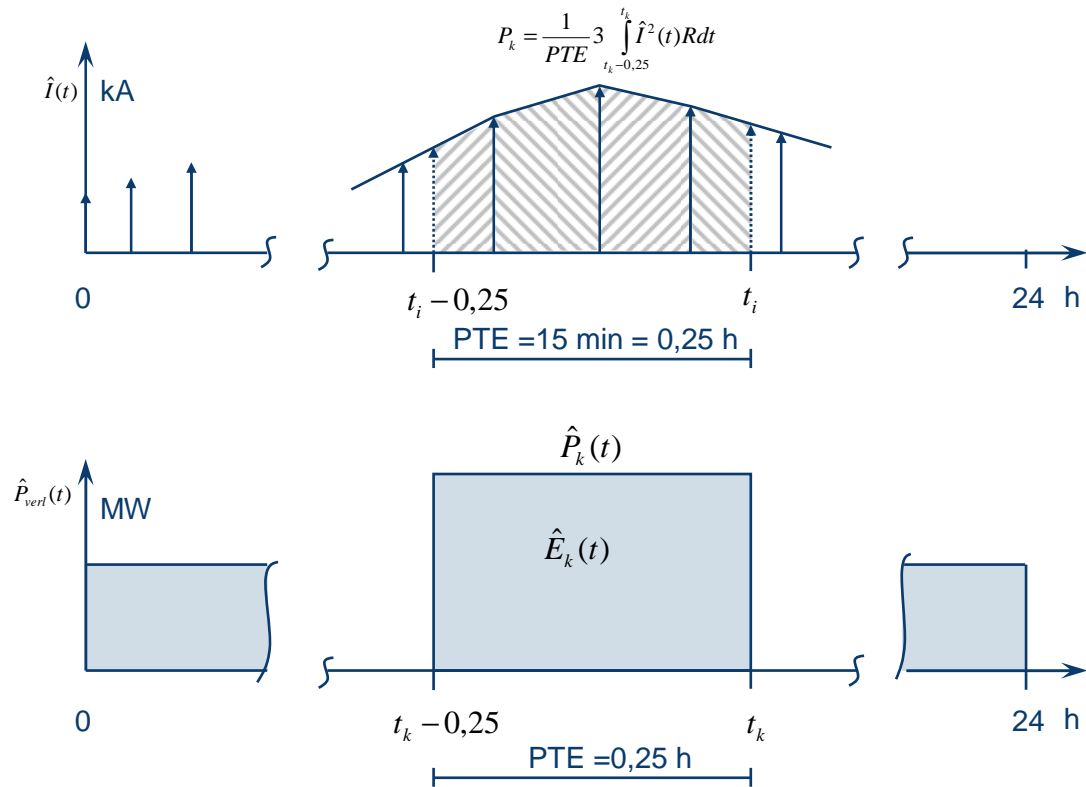
Verder laat de tabel zien dat de geschatte (geëstimeerde/berekende) spanningen de tijdstempel krijgen van de gemeten spanningen. *Figuur 4* laat schematisch zien hoe op basis van een meetset de geschatte spanning het tijdstempel krijgt van de gemeten spanning. Aan de hand van de geschatte spanningen worden, onder toepassing van de loadflow-methode, de stromen in het net berekend. Deze berekende stromen worden dan gebruikt om de verliezen in de netcomponenten te berekenen. Stromen en verliezen krijgen dan de tijdstempel van de gemeten spanning.



**Figuur 4** Geschatte spanning  $\hat{V}_i$  uit de meetset  $\{P_i, V_i, Q_i\}$

De tijdstempels in Tabel 1 laten zien dat de schatting van de toestand niet per vaste tijdstap plaatsvindt en dus zeker niet per PTE (15 minuten =  $\frac{1}{4}$  uur), wat ook een van de eisen is. Dit

houdt aan de hand van de aldus berekende stromen de verliezen nog met een tijdstipgrootte van 15 minuten moeten worden bepaald.



**Figuur 5** Bepaling netverliezen per PTE.

Omdat de grootte van de tijdstappen waarmee de *state estimator* rekent kleiner is dan de PTE, zullen de netverliezen moeten worden herleid naar netverliezen per PTE. *Figuur 5* laat zien hoe dit zou moeten:

$$E_k = \int_{t_k-0,25}^{t_k} P(t) dt \cong 3 \int_{t_k-0,25}^{t_k} \hat{I}^2(t) R dt = P_k \times PTE$$



waarbij

$E_k$  De berekende verliesenergie [MWh]: in interval  $t_k - 0,25 \leq t \leq t_k$

$P_k = \frac{1}{PTE} 3 \int_{t_k - 0,25}^{t_k} \hat{I}^2(t) R dt$  Het berekende verliesvermogen [MW] in het interval  $t_k - 0,25 \leq t \leq t_k$

$P(t)$  Het momentane verliesvermogen [MW] in het net

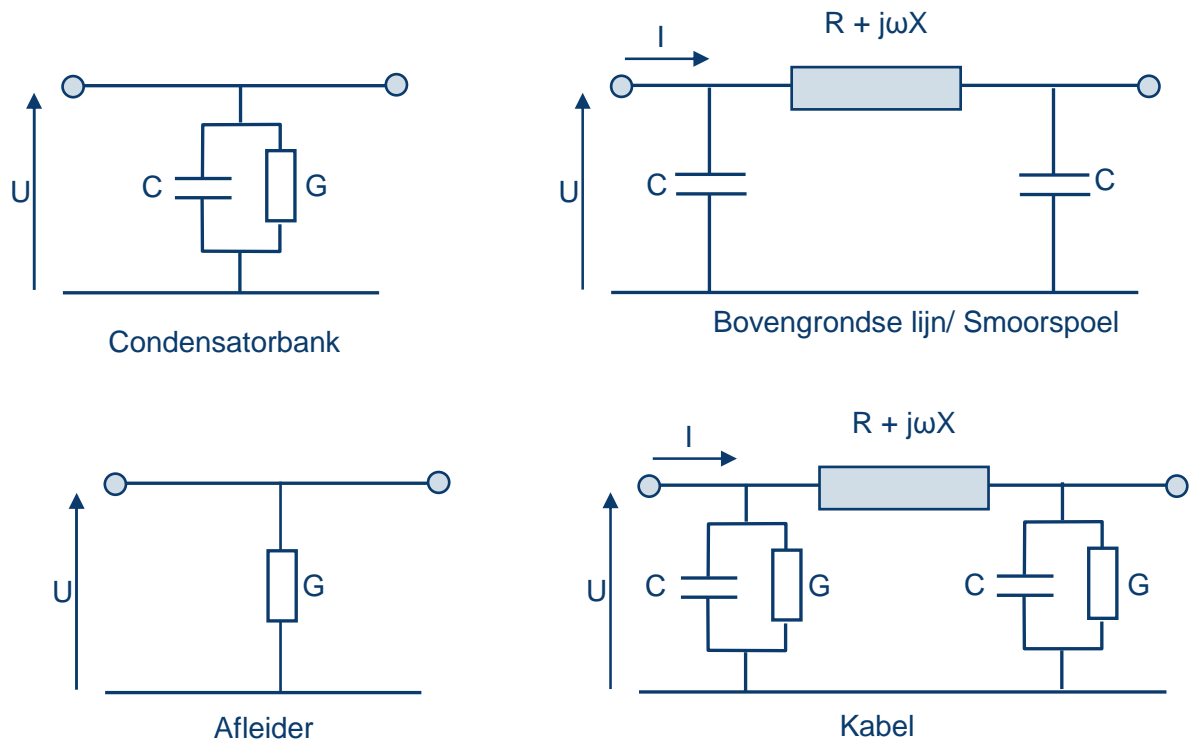
$\hat{I}(t)$  De berekende stroom [kA]

$R$  De Ohmse weerstand [ $\Omega$ ] van de betreffende netcomponent (lijn/kabel)

De totale berekende verliesenergie van een dag wordt gevonden door  $E_k$  te sommeren over de 96 intervallen ( $k=1,2,\dots,96$ )

Merk op dat deze wijze van verliesberekening ook voor verbindingen (lijnen en kabels) kan worden uitgevoerd indien de stromen in deze verbindingen bekend zijn. Merk ook op dat voor een zo nauwkeurige verliesberekening een waarde van de weerstand moet worden gebruikt die rekening houdt met de temperatuur van de geleiders en het weerstandverhogende effect van wisselstroom, het zogenaamde skin-effect. Deze en andere punten die niet zijn beschouwd in voorgaande beschouwingen worden in de volgende paragraaf behandeld.

Indien de verliesberekeningen worden uitgevoerd onder toepassing van de loadflow-methode, kunnen naast de verliezen in de verbindingen ook de verliezen in andere.



**Figuur 6 Loadflow-modellen geschikt voor verliesberekeningen in een net**

netcomponenten worden bepaald. Voorwaarde hiervoor is dat in het loadflow-model van de netcomponenten een weerstandswaarde aanwezig is om het verlies in deze componenten te verdisconteren. In *Figuur 6* zijn loadflow-modellen voor de meest gangbare componenten in de 110 en 150 kV neten opgenomen. Hierbij moet worden opgemerkt dat alle loadflow-applicaties deze modellen kunnen accommoderen, maar dat ze in de huidige praktijk van de RNB's niet worden toegepast.

### 3.5 Bepaling additionele verliezen

Uitgangspunt bij de in paragraaf 3.2 en 3.4 behandelde verliesberekening is de 50 Hz gemeten of geschatte stroom in de verbinding en de 50 Hz weerstandswaarde van de verbinding bij een bepaalde (20 °C) geleidertemperatuur. Omdat de geleidertemperatuur effect heeft op de weerstandswaarde, de stromen in de verbinding harmonischen bevatten en/of asymmetrisch kunnen zijn, wordt in de volgende paragrafen bepaald hoe groot de relatieve afwijking in de berekende verliezen is wanneer rekening wordt gehouden met deze factoren.

Ook wordt gekeken naar verliezen in een onderstation en de coronaverliezen. Deze zijn vergeleken met de verliezen in een lijn.

### 3.5.1 Invloed geleidertemperatuur

Zoals uit hoofdstuk 3 blijkt, is de uitdrukking  $I^2 R$  leidend bij de bepaling van de Ohmse verliezen. Deze uitdrukking dient als uitgangspunt om de invloed van de temperatuur in beeld te brengen.

$$P_{verl}(T_c) = 3I^2 R(T_c) \approx 3I^2 R(T_{ref}) + 3I^2 (R(T_c) - R(T_{ref})) = P_{verl}(T_{ref}) + 3I^2 \Delta R$$

of

$$\frac{\Delta P_{verl}}{P_{verl}(T_{ref})} = \frac{P_{verl}(T_c) - P_{verl}(T_{ref})}{P_{verl}(T_{ref})} \approx \frac{R(T_c) - R(T_{ref})}{R(T_{ref})} = \frac{\Delta R}{R(T_{ref})}$$

Bovenstaande uitdrukking laat zien dat het relatieve verschil tussen de verliezen die bepaald zijn met een geleiderweerstand behorende bij een geleidertemperatuur  $T_c$  en met een geleiderweerstand bij een referentietemperatuur gelijk is aan de relatieve verandering van de geleiderweerstand. Afgeleid is dat de toeslagfactor bepaald wordt door de relatieve verandering van geleiderweerstand als gevolg van de geleidertemperatuurverandering ten opzichte van een referentietemperatuur.

Omdat bij de berekening van de netverliezen gebruik wordt gemaakt van de wisselstroomweerstand ( $R_{AC}$ ) en soms ook van de gelijkstroomweerstand ( $R_{DC}$ ), worden de relatie tussen deze twee nader beschouwd:

$$R_{AC}(T_c) = \{1 + \alpha_{ref}(T_c - T_{ref})\} R_{DC}(T_{ref}) K_{skin} = R_{DC}(T_c) \cdot K_{skin}$$

$T_c$ : geleidertemperatuur [ $^{\circ}C$ ]

$T_{ref}$ : Referentietemperatuur [ $^{\circ}C$ ] waarbij de gelijkstroomweerstand wordt bepaald (in Nederland is  $T_{ref} = 20^{\circ}C$ )

$R_{DC}(\cdot)$ : Gelijkstroomweerstand [ $\Omega$ ] bij een bepaalde geleidertemperatuur

$R_{AC}(\cdot)$ : wisselstroomweerstand [ $\Omega$ ] bij een bepaalde geleidertemperatuur

$\alpha_{ref}$ : Temperatuurcoëfficiënt [ $1/K$ ]

$K_{skin}$ : Skin effectfactor

Om een indruk te krijgen van de invloed van de werkelijke weerstandswaarde is de wisselstroomweerstand berekend voor in Nederland gangbare geleiders en geleidertemperaturen. Het resultaat van deze berekeningen is opgenomen in Tabel 2.

**Tabel 2** Geleiderweerstand ( $\Omega/km$ ) voor verschillende typen geleiders

Geleiderweerstand ACSR (EPRI Transmission Line Reference Book 200 kV and above, Third Edition)				
Geleiderweerstand ( $\Omega/km$ ) bij verschillende geleidertemperaturen ( $^{\circ}C$ )	Geleider			
	Rail	Cardinal	Ortolan	Grosbeak
$R_{DC}(20)$	0,0592	0,0587	0,0547	0,0880
$R_{AC}(10)$	0,0580	0,0580	0,0540	0,0850
$R_{AC}(15)$	0,0590	0,0580	0,0546	0,0865
$R_{AC}(18)$	0,0597	0,0590	0,0553	0,0875
$R_{AC}(20)$	0,0602	0,0595	0,0557	0,0882
$R_{AC}(22)$	0,0606	0,0600	0,0561	0,0889
$R_{AC}(25)$	0,0610	0,0610	0,0570	0,0890
$R_{AC}(30)$	0,0625	0,0618	0,0579	0,0920

Uit Tabel 2 kan worden afgeleid dat het verschil tussen de geleiderweerstand bij 30  $^{\circ}C$  en die bij 10  $^{\circ}C$  (de uitersten in de tabel) gemiddeld genomen 0,0048  $\Omega/km$  bedraagt, 7,2 % van de wisselstroomgeleiderweerstand bij 20  $^{\circ}C$ .

Het jaargemiddelde van de geleidertemperatuur voor de 150 en 110 kV lijnen bedraagt echter 18  $^{\circ}C$ , lager dan 20  $^{\circ}C$  wat gewoonlijk als vertrekpunt wordt gekozen bij de berekening van de verliezen. Bij de berekening van de netverliezen wordt soms de gelijkstroomweerstand (DC weerstand) bij 20  $^{\circ}C$ , soms de wisselstroomweerstand (AC weerstand) bij 20  $^{\circ}C$  en soms de gemeten weerstand. In Tabel 3 is het relatieve verschil opgenomen tussen de geleiderweerstand bij 18  $^{\circ}C$  (het jaargemiddelde van de geleidertemperatuur) en de geleiderweerstand bij 20  $^{\circ}C$ .

**Tabel 3** Relatief verschil in geleiderweerstand ( $\Omega/km$ ) bij 18 °C en 22 °C voor verschillende typen geleiders

$\frac{(R_{AC} - R_{DC(20)})}{R_{DC(20)}}$ $\frac{(R_{AC} - R_{AC(20)})}{R_{AC(20)}}$	Geleider			
	Rail	Cardinal	Ortolan	Grosbeak
$\frac{(R_{AC(18)} - R_{DC(20)})}{R_{DC(20)}}$	0,84%	0,51%	1,10%	-0,57%
$\frac{(R_{AC(18)} - R_{AC(20)})}{R_{AC(20)}}$	-0,83%	-0,84%	-0,72%	-0,79%
$\frac{(R_{AC(22)} - R_{DC(20)})}{R_{DC(20)}}$	2,36%	2,21%	2,56%	1,02%
$\frac{(R_{AC(22)} - R_{AC(20)})}{R_{AC(20)}}$	0,66%	0,84%	0,72%	0,79%

De tabel laat zien dat procentueel gezien het verschil klein is, gemiddeld genomen kleiner dan 1 %. Een toeslagfactor die het effect van de geleidertemperatuur in rekening brengt is daarom niet nodig.

### 3.5.2 Harmonische verliezen

Het uitgevoerde literatuuronderzoek naar harmonische verliezen 110 en 150 kV netten heeft geen algemeen praktisch bruikbare resultaten opgeleverd. De literatuur bevat voornamelijk studies van harmonischen in of geproduceerd door netcomponenten. In deze paragraaf wordt daarom een methode afgeleid die op eenvoudige en praktische wijze inzicht geeft in de harmonische verliezen in HS-netten (110 en 150 kV spanningsniveau).

Uitgangspunt is dat de harmonische verliezen  $P_h$  in een lijn gelijk zijn aan de som van de afzonderlijke verliezen veroorzaakt door elke harmonische stroom:

$$P_h = 3 \sum_{n=2}^N I_n^2 R_n$$

Waarbij

$I_n$ : de  $n^e$  harmonische stroom ( $n=2, \dots, N$ )

$R_n$ : frequentieafhankelijke weerstand, weerstand bij de  $n^e$  harmonische stroom ( $n=2, \dots, N$ )

De frequentieafhankelijkheid van de weerstand (het skin-effect) kan als volgt worden benaderd:

$$R_n = R_1 \sqrt{n} : \text{weerstand bij een frequentie } n f_1 \text{ (n keer de nominale frequentie, } n = 2, \dots)$$

Door in plaats van  $R_n$  een equivalente harmonische weerstand  $R_h$  in te voeren, wordt de uitdrukking van de harmonische verliezen eenvoudiger:

$$P_h = 3 \sum_{n=2}^N I_n^2 R_n \gg 3 \left( \sum_{n=2}^N I_n^2 \right) R_h$$

Door vervolgens de  $THD_I = \sqrt{\sum_n I_n^2} / I_1$  (Total Harmonic Distortion coëfficiënt) in te voeren, kunnen de harmonische verliezen worden uitgedrukt als een fractie van de Ohmse verliezen bij 50 Hz:

$$P_h \gg 3 \left( \sum_n I_n^2 \right) R_h = 3 THD_I^2 I_1^2 R_h = THD_I^2 \frac{R_h}{R_1} (3 I_1^2 R_1) = THD_I^2 \frac{R_h}{R_1} P_1 = a_h P_1$$

met

$R_1$  : lijnweerstand bij nominale frequentie (50 Hz)

$P_1$  : de Ohmse verliezen bij de nominale frequentie (50 Hz).

De vergelijking van de harmonische verliezen laat zien dat de toeslagfactor  $a_h$  bepaald wordt door  $THD_I$  en  $R_h/R_1$ .

Omdat voor de HS-netten geen THD waarde voor de stromen bekend is, wordt teruggegrepen naar de Netcode<sup>3</sup>. Gekozen is voor  $THD_I = 7\%$

Rest nu nog de keuze van de equivalente harmonische weerstand. Bepalend voor de keuze hiervan zijn de harmonischen die in het net voorkomen. Verwacht wordt dat de in HS-netten

---

<sup>3</sup> Netcode:

Voor netten  $35 \text{ kV} \leq U_c \leq 150 \text{ kV}$ :

- $THD \leq 6\%$  voor alle harmonische tot en met de 40e, gedurende 95 % van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een beschouwingperiode van een week.
- $THD \leq 7\%$  voor alle harmonische tot en met de 40e, gedurende 99,9 % van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een beschouwingperiode van een week.

(110 en 150 kV) de 7<sup>e</sup> de hoogste harmonische is. Stel daarom de equivalente harmonische weerstand:

$$R_h = R_7 \approx R_1 \sqrt{7}$$

Dan wordt de toeslagfactor voor harmonischen:

$$\alpha_h = THD_I^2 \frac{R_h}{R_1} = 7^2 \times \sqrt{7} = 1,3 \%$$

De toeslag van de harmonische verliezen is dus te verwaarlozen.

### 3.5.3 Verdiscontering asymmetrie

Uitgangspunt bij de bepaling van netverliezen is dat het net symmetrisch is, en symmetrisch wordt gevoed en belast. In de praktijk is dit niet het geval. Er is altijd sprake van asymmetrie. Deze paragraaf behandelt de impact die asymmetrie heeft op de bepaling van netverliezen. Omdat bij de verliesbepaling de focus ligt op de Ohmse verliezen, wordt slechts de asymmetrie in de stromen beschouwd.

Voor de bepaling van de impact van asymmetrie moet de asymmetrie in de stromen bekend zijn. Over asymmetrie van de stromen in de hoogspanningsnetten (110 en 150 kV) bestaan nog geen historische gegevens. Daarom zal de grens<sup>4</sup> die in de Netcode is aangegeven als uitgangspunt worden gehanteerd. De hierin vermelde asymmetrie wordt het beste tot uitdrukking gebracht door gebruik te maken van de symmetrische componenten:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

waarbij

$I_a$ ,  $I_b$  en  $I_c$ : fasestromen in de fase  $a$ ,  $b$  en  $c$

<sup>4</sup> Voor netten  $U_c \geq 35$  kV:

- Inverse component  $\leq 1\%$  van de normale component gedurende 99,9% van de over 10 minuten gemiddelde waarden gedurende een beschouwingperiode van een week.

$I_0, I_1$  en  $I_2$ : de homopolaire, de normale en inverse component van de stroom.

$$a = \exp(2j\pi/3) \text{ met } j = \sqrt{-1}$$

Voor symmetrische stromen zijn de normale en inverse component gelijk aan nul ( $I_0 = I_2 = 0$ ).

Door de asymmetrie (zoals de Netcode dit aangeeft) te karakteriseren als een inverse component ongelijk aan nul ( $I_2 = x$ ), kunnen de fasestromen als volgt worden uitgedrukt:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ x \end{bmatrix} I_1 = \begin{bmatrix} 1+x \\ -\frac{1}{2}(1+x) - j\frac{1}{2}(1-x)\sqrt{3} \\ -\frac{1}{2}(1+x) + j\frac{1}{2}(1-x)\sqrt{3} \end{bmatrix} I_1$$

De grootte van de stromen wordt hieruit afgeleid:

$$\begin{bmatrix} |I_a| \\ |I_b| \\ |I_c| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1+x \\ \sqrt{(1-x+x^2)} \\ \sqrt{(1-x+x^2)} \end{bmatrix} |I_1|$$

De asymmetrie wordt ten opzichte van de gemiddelde fasestroom  $I_{gem}$  beschouwd:

$$I_{gem} = \frac{|I_a| + |I_b| + |I_c|}{3} = \frac{1+x + 2\sqrt{(1-x+x^2)}}{3} I_1$$

Uit de uitdrukkingen van de fasestromen ( $I_a$ ,  $I_b$  en  $I_c$ ) en de gemiddelde fasestroom ( $I_{gem}$ ) kan worden afgeleid:

$$\frac{|I_a|^2 + |I_b|^2 + |I_c|^2}{3I_{gem}^2} = 3 \frac{(1+x)^2 + 2(1-x+x^2)}{5x^2 - 2x + 5 + 4(1+x)\sqrt{(1-x+x^2)}} = 9 \frac{(x^2 + 1)}{5x^2 - 2x + 5 + 4(1+x)\sqrt{(1-x+x^2)}}$$



Uiteindelijk kunnen hieruit de verliezen worden afgeleid:

$$P_{verl} = |I_a|^2 R_a + |I_b|^2 R_b + |I_c|^2 R_c = \frac{|I_a|^2 + |I_b|^2 + |I_c|^2}{3I_{gem}^2} 3I_{gem}^2 R$$

of

$$P_{verl} = 9 \frac{x^2 + 1}{5x^2 - 2x + 5 + 4(1+x)\sqrt{(1-x+x^2)}} 3I_{gem}^2 R = AS \times 3I_{gem}^2 R$$

waarbij verondersteld is  $R_a = R_b = R_c = R$

Volgens de Netcode mag de inverse component maximaal 1 % zijn. Door de inverse component gelijk ( $x = 0,01$ ) te kiezen aan deze grenswaarde, gaat de uitdrukking over in:

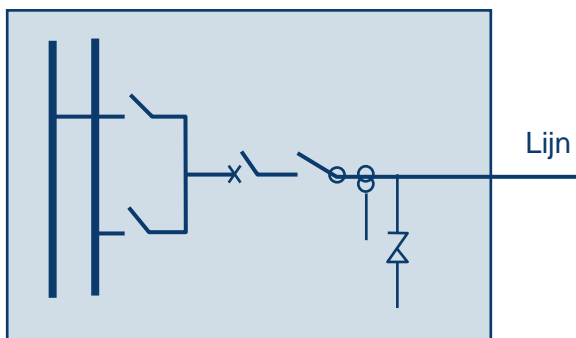
$$P_{verl} = AS \times 3I_{gem}^2 R = 1,00005 \times 3I_{gem}^2 R$$

Geconcludeerd mag worden dat bij een inverse component van 1 % (maximaal toelaatbare inverse stroom) de verliezen een factor 1,00005 groter zijn dan de verliezen bepaald op basis van de symmetrieveronderstelling. De toeslag voor het verdisconteren van de asymmetrie in de stromen bedraagt 0,00005, en dat is verwaarloosbaar klein.

### 3.5.4 Verliezen onderstation

Om een indruk te krijgen van de Ohmse verliezen in een onderstation, wordt uitgegaan van een standaardonderstation weergegeven in *Figuur 7*.

Onder station



**Figuur 7** Standaardonderstation voor bepaling stationsverliezen

De berekende verliezen in een veld zijn:

Component	Verliezen in veld (W)		
	Pverl	Aantal/fase	Ptot
Vermogenschakelaar	109	1	326
Scheider	64	2	384
Stroomtransformator	2	3	18
Spanningstransformator	10	3	90
Raildeel	1	1	3
<b>Totaal</b>	<b>186</b>		<b>821</b>

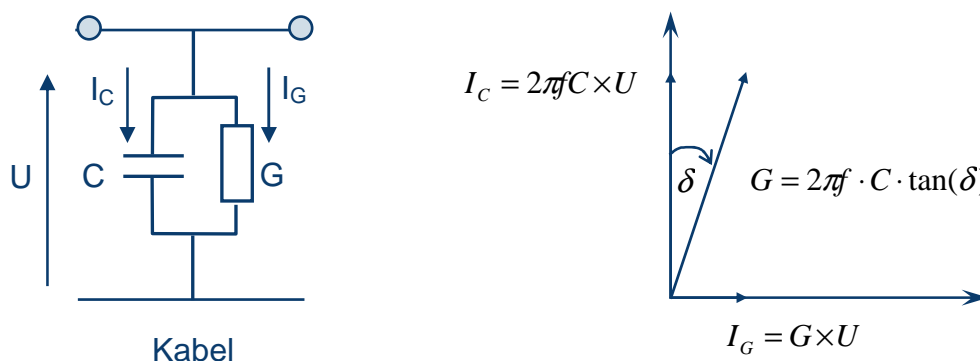
Uitgangspunten hierbij zijn:

- Stroom door een circuit: 1600 A
- Contactweerstand van de vermogenschakelaar: 170  $\mu\Omega$
- Contactweerstand van een scheider: 100  $\mu\Omega$

Indien deze verliezen betrokken worden op de verliezen van een 150 kV lijn (nominale stroom 1600 A) waarvan de orde grootte van de verliezen 190 kW/km bedraagt, dan zijn aldus berekende verliezen ca 0,4 %.

### 3.5.5 Diëlektrische verliezen kabel

In paragraaf 3.4 bij de bespreking van de verliesbepaling onder gebruikmaking van de *state estimator* is aangegeven dat de diëlektrische verliezen van een kabel het beste kan worden bepaald door deze te verdisconteren in het load-flowmodel van de kabel (zie ook *Figuur 6*). Deze paragraaf laat zien hoe deze verliescomponent kan worden bepaald uit de  $\tan(\delta)$  van een kabel, en geeft een indruk van de grootte van de diëlektrische verliezen.



**Figuur 8 Model ter bepaling diëlektrische verliezen van een kabel**

De diëlektrische verliezen  $P_{diel}$  kunnen als volgt worden uitgedrukt:

$$P_{diel} = GU^2 = \omega CU^2 \tan(\delta)$$

waarbij

$\tan(\delta)$  : de verliesfactor (verlieshoek)

$\omega = 2\pi f = 100\pi$  : de radiaalfrequentie bij een netfrequentie  $f = 50$  Hz

$U$  : de netspanning

$C$  : de capaciteit van de kabel per km (lengte-eenheid)

Om een indruk te krijgen van de grootte van deze verliezen, worden deze hieronder voor een aantal kabels (150 kV spanningsniveau) bepaald (bron: IEC 60287)

Type kabel	Capaciteit ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )	$\tan(\delta)$	Diëlektrische verliezen (kW/km)
OD (oliedrukkabel)	0.4	0,003	8,5 (4,4%)
UGD (gasdrukpijpkabel))	0.3	0,004	8,5 (4,4 %)
XLPE (gecrosslinked polyetheen kunststofkabel)	0.2	0,0005	0,7 (0,4 %)

Tussen de haken zijn de diëlektrische verliezen betrokken op de verliezen van een 150 kV lijn (nominale stroom 1600 A) in procenten weergegeven. Hieruit kan worden geconcludeerd dat in de verliesberekening de diëlektrische verliezen niet zonder meer verwaarloosd kunnen worden. Indien de diëlektrische verliezen van de kabel niet via de *state estimator* wordt bepaald, wordt voorgesteld om deze te verdisconteren door een toeslagfactor die gelijk aan is aan:

$$E_{diel} = 100\pi \cdot C \cdot \tan(\delta) \int_{t_{k-0,25}}^{t_k} U^2(t) dt$$

waarbij

$U(t)$  : de gemeten netspanning in het tijdsinterval  $t_{k-0,25} \leq t \leq t_k$

Wanneer niet beschikt wordt over meetwaarden van de spanning, kan de volgende uitdrukking worden toegepast:

$$E_{diel} = 25\pi \cdot C \cdot \tan(\delta) \cdot U^2$$

waarbij

$U$  : de nominale netspanning

### 3.5.6 Coronaverliezen

Het uitgevoerde literatuuronderzoek naar coronaverliezen heeft geen algemeen praktisch bruikbare resultaten opgeleverd. De literatuur bevat voornamelijk detailberekeningen over coronaverliezen, gericht op een of meer specifieke lijnen onder specifieke weersomstandigheden.

Om een indruk te krijgen van de orde van grootte van de coronaverliezen, is uit het EPRI<sup>5</sup> red book *Tabel 4* overgenomen. De tabel laat zien dat maximum coronaverliezen substantieel zijn. De tabel bevat echter geen informatie (bijvoorbeeld de duur van het maximumverlies) om de energie (MWh) van de verliezen te bepalen.

**Tabel 4** *Vergelijking corona- en Ohmse verliezen (EPRI red book)*

Line Voltage kV	Conductor Bundle <sup>1</sup> n x d	Load MVA	I <sup>2</sup> R Loss kW/km	Corona Loss (kW/km)	
				Average	Maximum
362	2 x 3.16	400	41	2	26
550	3 x 3.3	900	52	4	78
800	4 x 3.3	2000	93	8	208
1200	8 x 4.4	5000	73	9	221
1500	12 x 4.4	9000	103	10	230

1. n: number of subconductors; d: subconductor diameter, cm.

<sup>5</sup> EPRI Red book: EPRI AC Transmission Line Reference Book—200 kV and Above, Third Edition

Het literatuuronderzoek heeft slechts een artikel opgeleverd die deze informatie bevat. Het artikel is opgenomen in Bijlage B. Dit artikel bespreekt de resultaten van een onderzoek naar onder andere coronaverliezen van 110 – 750 kV lijnen in zeven gebieden in Rusland.

Van dit artikel is een tabel overgenomen die informatie bevat over de energie van de verliezen.

Tabel 5 laat zien dat voor 110 kV lijnen per jaar de coronaverliezen gemiddeld  $1,06 \times 10^3$  kWh/km bedragen. Hierbij is het gemiddelde genomen van 110/2-1 x 120 (st) over de zeven beschouwde gebieden. Voor de 150 kV lijn is dit  $7,91 \times 10^3$  kWh/km. Hierbij is het gemiddelde genomen van 154/2-1 x 185 over dezelfde gebieden.

**Tabel 5** Coronaverliezen

Specific power losses to corona, thousand kW•h/km a year, in regions							
Variant of structure	1	2	3	4	5	6	7
750-4 x 600	222.5	203.9	189.8	167.2	151.0	133.2	177.3
750-5 x 240	193.3	176.6	163.8	144.6	130.6	115.1	153.6
500-3 x 400	130.3	116.8	106.0	93.2	84.2	74.2	103.4
500-8 x 300	6.6	5.8	5.2	4.6	4.1	3.5	5.1
330-2 x 400	50.1	44.3	39.9	35.2	32.1	27.5	39.8
220-1 x 300 (st)	19.4	16.8	14.8	13.3	12.2	10.4	15.3
220-1 x 300 (zhb)	28.1	24.4	21.5	19.3	17.7	15.1	22.2
220/2-1 x300(st)	36.1	31.2	27.5	24.7	22.7	19.3	28.5
220/2-1 x300(zhb)	48.0	41.5	36.6	32.9	30.2	25.7	37.9
220-3 x 500	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	1.0
154-1x185	7.2	6.3	5.5	4.9	4.6	3.9	5.7
154/2-1 x185	10.4	9.1	8.0	7.1	6.8	5.7	8.3
110-1 x 120 (st)	1.07	0.92	0.80	0.72	0.66	0.55	0.85
110-1 x 120 (zhb)	1.71	1,46	1.28	1.15	1.06	0.88	1.36
110/2-1 x 120 (st)	1.42	1,22	1.07	0.96	0.88	0.73	1.13
110/2-1x120 (zhb)	1.85	1,59	1.39	1.25	1.14	0.95	1.47

Hoe verhouden de coronaverliezen en Ohmse lijnverliezen zich tot elkaar? Om voor deze verhouding een idee te ontwikkelen, wordt de 10,8 km lange 150 kV lijn Veenendaal 1 – Dodewaard beschouwd. Op 5-05-2009 zijn de verliezen van deze lijn bepaald: voor het ene circuit bedroegen deze 1508kWh en voor het andere 1638kWh<sup>6</sup>.

Voor deze lijn bedragen de coronaverliezen per jaar 85.428 kWh (=  $7,91 \times 10^3 \times 10,8$ ). Worden de coronaverliezen op jaarbasis betrokken op de eerder besproken Ohmse verliezen op dagbasis van de lijn Veenendaal – Dodewaard, dan blijken de coronaverliezen substantieel te zijn, namelijk 7,4 % (=  $85.428/(365 \times 3146) \times 100$  %) van de Ohmse verliezen

<sup>6</sup> Gegevens verkregen van Liander, zie Bijlage A

van deze verbinding. Geconcludeerd mag worden dat in de berekening van de netverliezen de coronaverliezen niet verwaarloosd mogen worden.

Op basis van voorgaande beschouwingen wordt voorgesteld om voor 110 en 150 kV lijnen de volgende toeslagfactoren bij de verliesberekening te gebruiken:

<b>Spanningsniveau</b>	<b>Op jaarbasis kWh/km</b>	<b>op dagbasis kWh/km</b>
110 kV, dubbelcircuit	$1,06 \times 10^3$	2,90
150 kV lijn, dubbelcircuit	$7,91 \times 10^3$	21,67

## 4 CONCLUSIES

In het kader van de WON (Wet Onafhankelijk Netbeheer) is vanaf 1 januari 2008 de overdracht van het beheer van de 110 en 150 kV netten van de vier RNB's aan TenneT begonnen. De overdracht gebeurt stapsgewijs en is nog niet afgerond. Op de nieuw ontstane overdrachtspunten in het net zijn op dit moment geen comptabele metingen. Het gevolg hiervan is dat bij het vaststellen van het debiet en het vermogen dat de RNB's van TenneT betrekken, de technische netverliezen bekend moeten zijn. Omdat (technische) netverliezen niet kunnen worden gemeten, moeten deze worden berekend. Voor genoemde partijen is een adequate verliesberekening zeer belangrijk vanwege de rol in de bepaling van het debiet.

De vier RNB's en TenneT hebben bij KEMA het verzoek neergelegd antwoord te geven op de vraag: hoe kunnen de verliezen in de componenten van het 110 en 150 kV net die tussen het punt van comptabele metingen en het nieuwe overdrachtspunt zijn gelegen op een adequate en uniforme manier worden bepaald? Als belangrijke randvoorwaarden is bovendien meegegeven dat de voorgestelde methode relatief snel implementeerbaar moet zijn.

KEMA heeft de bepaling van de Ohmse verliezen (zijnde de  $I^2R$ -verliezen in de 110 en 150 kV verbindingen) in het net nader onderzocht. Uitgangspunt bij de verliesberekening is de gemeten of geschatte 50 HZ stroom in de verbinding en de 50 Hz weerstandswaarde van de verbinding bij een geleidertemperatuur van 20 °C. Hierbij is ook gekeken naar het effect op de uitkomst van deze verliesberekening wanneer gerekend wordt met een geleidertemperatuur die verschilt van 20 °C, en wanneer rekening wordt gehouden met harmonische stromen en de asymmetrie in de stromen.

Naast deze verliezen in de verbindingen heeft KEMA ook andere technische verliezen in het net beschouwd. Deze betreffen de diëlektrische verliezen bij kabels, verliezen in apparatuur zoals condensatorbanken, spoelen, etc., verliezen in een onderstation, en coronaverliezen.

Op grond van de analyse in dit rapport concludeert KEMA het volgende:

1. Voor de huidige situatie waarbij op de nieuwe overdrachtspunten geen comptabele metingen zijn, is de verliesberekening die uitgaat van  $I^2R$ -methode de best mogelijke oplossing. Het grootste deel van de netverliezen in de 110 en 150 kV net wordt gevormd door de Ohmse verliezen in de 110 en 150 kV lijnen en kabels. Vergeleken met deze Ohmse verliezen zijn de verliezen in de andere componenten laag.

2. De bepaling van de  $\dot{I}^2R$  kan op twee manieren plaatsvinden die principieel niet van elkaar verschillen. Bij de eerste methode wordt in de verliesberekening gebruik gemaakt van gemeten stromen, bij de tweede methode van geschatte stromen. De schatting van de stromen is gebaseerd op uitkomsten van de *state estimator*, een rekenprogramma dat op basis van metingen van spanningen, vermogens en stromen in het net de beste schatting van de toestand van het net bepaalt.
3. Het effect op de uitkomst van de verliesberekening wanneer gerekend wordt met een geleidertemperatuur van 18 °C in plaats van 20 °C, en wanneer rekening wordt gehouden met harmonische stromen en de asymmetrie in de stromen is relatief klein te noemen. Deze factoren hoeven niet meegenomen te worden in de verliesberekening.
4. De verliezen in condensatorbanken en smoorspoelen kunnen relatief gemakkelijk worden verdisconteerd in de op de *state estimator* gebaseerde verliesberekening. Hiertoe moeten de loadflow-modellen van deze netcomponenten geschikt worden gemaakt.
5. Een schatting van de verliezen in onderstations laat zien dat deze verwaarloosbaar zijn
6. De diëlektrische verliezen bij kabels kunnen niet (altijd) worden verwaarloosd. Voorgesteld wordt om, indien de diëlektrische verliezen van de kabel niet via de *state estimator* wordt bepaald, deze te verdisconteren door de in paragraaf 3.5.5 besproken toeslagfactor.
7. De coronaverliezen zijn niet verwaarloosbaar. Noch de theorie, noch de literatuur bieden voor de bepaling van deze verliezen een methode die voldoet aan de gestelde eisen. Daarom wordt voorgesteld om tijdelijk de volgende uit literatuur overgenomen toeslagfactor toe te passen:

Spanningsniveau	op jaarbasis	op dagbasis
	kWh/km	kWh/km
110 kV, dubbelcircuit	$1,06 \times 10^3$	2,90
150 kV lijn, dubbelcircuit	$7,91 \times 10^3$	21,67

Indien gewenst, kunnen later corona-toeslagfactoren die betrekking hebben op de Nederlandse situatie, worden afgeleid.



8. De beschreven *I<sup>2</sup>R*-methode voor de bepaling van de verliezen plus een toeslagfactor voor de coronaverliezen leidt, gelet op de huidige situatie van de vier RNB's, tot een uniforme manier van bepaling van de technische netverliezen.

## BIJLAGE A INPUT REGIONALE NETBEHEERDERS

Om een indruk te krijgen van de huidige situatie met betrekking tot de verliesbepaling bij de RNB's, zijn gesprekken gevoerd. In het hiernavolgende wordt in het kort vermeld wat de huidige stand van zaken is. Omdat de *state estimator* van Enexis, Stedin en DNWB in grote lijnen hetzelfde werkt, wordt eerst de relevante aspecten hiervan uitgelicht.

De *state estimator* is één van de hoofdapplicaties van een EMS (Energy Management Systeem). Het EMS bevindt zich in het bedrijfsvoeringscentrum en bevat een model van het net, soms ook loadflow-model genoemd. Uitgangspunt voor het netmodel is een éénfasevoorstelling van het net. Voor lijnen en kabels wordt een  $\pi$ -model toegepast. Deze modellen bevatten een weerstand voor het verdisconteren van de Ohmse verliezen in de lijnen en kabels. Het netmodel bevat ook modellen van andere componenten zoals condensatorbanken, compensatiespoelen, smoorpoelen, filterbanken en toonfrequent zenders, indien deze in het net aanwezig zijn. Niet altijd is een weerstand in deze modellen opgenomen voor het verdisconteren van de Ohmse verliezen in deze componenten.

De *state estimator* wordt gevoed met meetwaarden afkomstig uit de bedrijfsvoeringsmetingen (bedrijfsmetingen) in de onderstations. In het algemeen worden gemeten: transformatorvermogens (MW/Mvar), tapstanden van koppeltransformatoren, schakelaarstanden, lijn- en kabelvermogens (MW/Mvar), stationsspanningen (kV ) en stromen (A) in lijnen en kabels.

Elke 15 seconden neemt de *state estimator* een snapshot, met als ingevoerde vermogens een mix van stations-kWh-registraties (5-minutenwaarden) en analoge metingen, die op basis van delta-event worden opgestuurd en verzameld. Elk snapshot wordt door de *state estimator* gefilterd en aansluitend wordt er een loadflow bepaald. Een loadflow-berekening heeft als uitkomst alle spanningen en stromen in het net. Elke vijf minuten wordt het resultaat van de loadflow-berekeningen, en in dit geval ook de MW-verliezen in de verbindingen, weggeschreven in een bestand.

De Ohmse verliezen in de verbindingen worden bepaald op basis van  $I^2R$ . Alle RNB's gebruiken een vaste waarde van de weerstand in de verliesberekening.

### Liander

Het gesprek is gevoerd met de heer Walter Sinx.

Liander bepaalt de verliezen op basis van een  $I^2R$  berekening aan de hand van de volgende procedure.

Het EMS heeft 5-minuten stroomwaarden. Uit deze stroomwaarden worden kwartier-gemiddelden berekend. Hierbij wordt het gemiddelde van de stroom berekend en niet het gemiddelde van elk 5 minuten.

Eénmalig uitvoeren:

Per samenhangend 110kV of 150kV deelnet, overeenkomend met een gebied waarvoor Liander een ATO (Aansluit- en TransportOvereenkomst) met TenneT heeft, wordt een lijst met verbindingen opgesteld.

In genoemde lijst wordt aan elke verbinding een waarde voor de weerstand R gekoppeld als zijnde de éénfase gelijkstroomweerstand. Mede afhankelijk van (de geschiedenis van) de betreffende regio kan deze afkomstig zijn van gegevens van de fabrikant (gelijkstroomweerstand bij 20 °C), of, na aanleg van de verbinding, van de gemeten waarde. In de verliesberekening wordt geen rekening gehouden met de temperatuursafhankelijkheid van de weerstand. Er wordt gerekend met een vaste waarde van de weerstand.

In de 110kV en 150kV stations wordt van vrijwel alle afgaande velden de driefase lijnstroom gemeten en eens per vijf minuten in de centrale EMS database opgeslagen. Per verbinding beschikken we hierdoor doorgaans over twee waarden van de stroom, één per uiteinde van de verbinding. In genoemde lijsten per gebied wordt per verbinding aangegeven onder welke meetsleutels de stroommeetdata in de EMS database is opgeslagen.

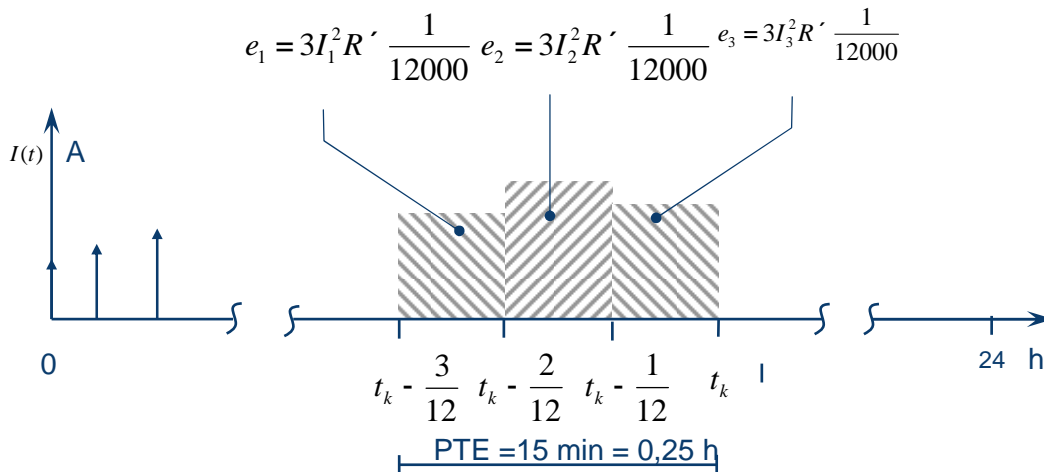
Samengevat: per samenhangend gebied is er een lijst met verbindingen elk voorzien van een weerstandwaarde R en één of twee meetsleutels waaronder de 5-minutenwaarden voor de lijnstromen zijn opgeslagen.

Dagelijks automatisch uitvoeren:

Elke nacht wordt kort na 24:00 uur een computerprogramma gestart dat aan de hand van genoemde lijsten met verbindingen per gebied de netverliezen over de afgelopen dag bepaalt.

Per gebied worden aan de hand van bijbehorende lijst met verbindingen de in de EMS database opgeslagen 5-minutenwaarden voor de lijnstromen opgehaald resulterend in 576 (=2x(4x3x24)) waarden per etmaal per verbinding indien deze aan twee zijden wordt gemeten of 288 (=4x3x24) waarden indien slechts één meetpunt beschikbaar is.

In lijn met de standaardmethode van verrekening van getransporteerde energie en vermogen wordt voor elke vijf minuten de verliezen bepaald gebaseerd op de 5-minuten gemiddelde stroomwaarde.



Per kwartier worden per verbinding de netverliezen (in kWh) als volgt bepaald:

$$E_{verl,0,25} = 3I_1^2 R \frac{1}{12000} + 3I_2^2 R \frac{1}{12000} + 3I_3^2 R \frac{1}{12000} = 0,25 \cdot 10^{-3} R \sum_{n=1}^3 I_n^2$$

Indien van een verbinding de waarden van de stromen op de beide uiteinden beschikbaar zijn, wordt de verbinding in twee helften verdeeld gedacht en worden de netverliezen binnen elke helft bepaald met behulp van de stroomwaarde aan dat uiteinde en de helft van de weerstand van de totale verbinding.

De op deze wijze van alle verbindingen bepaalde netverliezen worden voor een gebied gesommeerd tot een reeks van 24x4 stuks kwartierwaarden en in de vorm van een Excel bestand in de ochtend vóór 10:00 uur aan TenneT aangeleverd.

### Enexis

Gesprekken zijn gevoerd met de heren Kees Hoeben en Maarten Berende over respectievelijk de verliesbepaling voor het noordelijk deel van het Enexis net en voor het zuidelijk deel.

### Noordelijk net (net in de noordelijke provincies Groningen, Drenthe en Overijssel)

Voor het noordelijke net wordt de *state estimator* toegepast. Het bedrijfsvoeringscentrum bevindt zich in Zwolle.

Het netmodel in het EMS bevat modellen van de bovengrondse lijn, kabels, condensatorbanken, smoorspoelen en filterbanken. De Ohmse verliezen in deze componenten worden verdisconteerd door middel van een vaste weerstand.

Bij de modellen van de bovengrondse lijnen wordt uitgegaan van een DC-waarde van de weerstand bij een geleidertemperatuur van 20 °C. De DC-waarde van de weerstand is afkomstig van de fabrikant. Toegepast in de lijnmodellen is  $R_{50}$ , zijnde de weerstand bij 50 Hz bij geleidertemperatuur van 50 °C. De waarden van het skin-effect liggen tussen de 1,03 en 1,07 bij 50. Het skin-effect is berekend met behulp van ATP. Proximity-effecten zijn bij geen van de berekeningen meegenomen. Bij metingen (kabels) is dit effect onderdeel van de meting.

#### Zuidelijk net (net in de zuidelijke provincies Brabant en Limburg)

De verliesberekening van het zuidelijke net gebeurt op dezelfde wijze als in het noorden onder toepassing van de *state estimator*.

Ter verdiscontering van de verliezen in kabels en lijnen wordt in de respectieve modellen de gemeten weerstandswaarde toegepast. Het netmodel bevat ook modellen van de condensatorbank en filterbank. Het weerstandsdeel van deze modellen wordt niet ingevuld. Gerekend wordt met een vaste weerstandswaarde: ook hier houdt Enexis geen rekening met de temperatuursafhankelijkheid van de weerstand.

#### **Stedin**

Het gesprek is gevoerd met de heer Hans Elenbaas.

Stedin heeft haar *state estimator* onlangs werkend heeft gekregen. Ten tijde van het verschijnen van dit rapport worden de netverliezen op eenvoudige wijze bepaald. Stedin stelt de netverliezen gelijk aan een bepaald percentage van de in het Stedin-net ingevoede energie. Stedin heeft aangegeven in de toekomst de verliesbepaling onder toepassing van de *state estimator* te adopteren.

Ter verdiscontering van de verliezen in kabels en lijnen past Stedin in de respectieve modellen de waarde van de gelijkstroomweerstand (bij 20 °C) toe of de gemeten weerstandswaarde. Het netmodel bevat ook modellen van de condensatorbank en smoorspoel. Slechts bij het model van de smoorspoel wordt het weerstandsdeel ingevuld ter verdiscontering van de Ohmse verliezen hierin. Het weerstandsdeel van het model van de

condensatorbank wordt niet ingevuld. Gerekend wordt met een vaste weerstandswaarde: Stedin houdt geen rekening met de temperatuursafhankelijkheid van de weerstand.

### **Delta Netwerkbedrijf**

Het gesprek is gevoerd met Gerard Fokker en Wijnand Mijnders

DNWB bepaalt de verliezen met behulp van de *state estimator* van het EMS op het Regionaal Centrum.

Voor het bepalen van de verliezen in het hoogspanningsnet (50 en 150 kV) van DNWB wordt gebruik gemaakt van de *state estimator*. Per lijn, kabel en transformator is door middel van het EMS-attribuut *network membership* aan te geven of de betreffende netcomponent onderdeel moet zijn van de netverliesberekening. Op deze wijze kunnen componenten die niet tot de verliesberekening behoren (het externe net en de transformatoren) worden uitgesloten. De berekende netverliezen worden per 5 minuten opgeslagen. De gegevens worden omgezet naar PTE's (kwartierwaarden).

Ter verdiscontering van de verliezen in kabels en lijnen past DNWB in de respectieve modellen de gemeten weerstandswaarde toe. Het netmodel bevat ook een model van de condensatorbank. Het weerstandsdeel van het model van de condensatorbank wordt niet ingevuld. Gerekend wordt met een vaste weerstandswaarde: DNWB houdt geen rekening met de temperatuursafhankelijkheid van de weerstand.

## BIJLAGE B CORONAVERLIEZEN

<i>Power Technology and Engineering</i>	<i>Vol. 39, No. 1, 2005</i>
---	-----------------------------

*Copy of paper. Only corona losses have been copied*

### POWER LOSSES IN ELECTRICAL NETWORKS DEPENDING ON WEATHER CONDITIONS

Yu. S. Zhelezko<sup>7</sup>, V. A. Kostyushko<sup>1</sup>, S. V. Krylov<sup>1</sup>, E. P. Nikiforov<sup>1</sup>, O. V. Savchenko<sup>1</sup>, L. V. Timashova<sup>1</sup>, and E. A. Solomonik<sup>1</sup>

Translated from *Élektricheskie Stantsii* No. 11, November 2004, pp. 42 - 48.

Specific power losses to corona and to leakage currents over overhead insulators are presented for 110 - 750-kV transmission lines with different phase design and pole types for different weather conditions. Consumption of electric energy for ice melting on conductors of various cross sections is evaluated. Meteorological data of 1372 weather stations in Russia are processed for a period of 10 years. The territory of the country is divided into 7 regions with approximately homogeneous weather conditions. Specific power losses to corona and leakage currents over overhead insulators are presented for every region.

**Keywords:** losses to corona, leakage currents over insulators of overhead transmission lines, power consumption for ice melting.

Weather-depending power losses in overhead transmission lines (OL) include losses to corona and losses to leakage currents over insulators. The power spent for ice melting on conductors also belongs to this category and is classified as process loss by analogy with the consumption of power for feeding auxiliaries at substations. An additional factor in the action of weather conditions on power losses is the dependence of the active resistance of OL conductors on the ambient temperature.

We have refined data on specific power losses to corona for OL rated for 220 - 750 kV under various weather conditions and determined corona losses on OL rated for 110 kV OL and OL

---

<sup>7</sup> Electric Power Research Institute (VNIIE), Russia; High Voltage Direct Current Power Transmission Research Institute (NIPT), Russia.

rated for 220 and 500 kV and erected within the sizes of 550- and 1150-kV lines. We will also present data on power losses to leakage currents over overhead insulators, consumption of power for ice-melting, and a formula for computation of active resistances of OL conductors at known density of operating current and known ambient temperature. We processed data of 1372 weather stations in different regions of Russia and commuted the annual losses to corona and to leakage currents over insulators, the values of which can help in computations in the absence of weather data for the computational period.

**Losses to corona.** Losses to corona depend on the cross section of the conductor, on the operating voltage (the smaller (he cross section and the higher the voltage, the greater the specific field intensity on the surface of the conductor and the higher the losses), on the design of the phase, and on the kind of weather. Specific losses in various weather conditions are determined experimentally. When the weather is poor, the losses grow considerably. For example, rime increases the loss value by a factor of 25 - 40 relative to good weather. The duration of periods of different weather kinds also differs for different regions. Corona losses computed for 220 - 750-kV lines with standard design of phases in accordance with the "Guidelines for allowance for corona losses and corona noise in choosing conductors for overhead 330 - 750-kV ac transmission lines and 800 - 1500-kV dc transmission lines" and with the use of additional experimental data obtained at VNIIÉ are presented in Table 1. Good weather periods (for the purpose of computation of corona losses) include humidity below 100% and icing; bad weather periods are characterized by rain, wet snow, and fog. Table 1 also presents corona losses on 110-kV OL earlier ignored in performance computations due to their short length. However, the total length of 110-kV lines employed by power companies is considerable, and the losses to corona in all of them are substantial. In our computations we considered single-circuit and double-circuit 110-kV OL with conductors of grade AS 120/19 mounted on the following pole types: single-circuit steel tower P 110-5V [110-1 x 120(st)], single-circuit reinforced concrete pole PB 110-1 [110-1 x 120(zhb)]; double circuit steel tower P 110-2V [110/2-1 x 120(st)], and double- circuit reinforced concrete pole PB 110-2 [110/2 x 120(zhb)]. All the poles have one wire.

In order to determine the losses in each variant with characteristic geometry and sizes (distances between conductors, wires, and ground) we computed maximum electric field intensities at the surface of the conductors of each phase  $E_m$  at  $U_i = 110$  kV and the ratio  $E_m/E_0$ , where  $E_0$  is the initial intensity of electric field at the surface of the conductors, which corresponds to the appearance of a common corona in good weather.

When computing corona losses on 110-kV OL we used the results of measurements on conductors of other cross sections performed at VNIIÉ (conductor ASO-500 with radius  $r_0 = 1.51$ cm) and at NIPT (conductor ASU-400 with  $r_0 = 1.45$  cm) and data from foreign



publications [1] (conductors with  $r_0 = 1.425$  cm and  $r_0 = 1.575$  cm). Measurements on these conductors were made for voltages corresponding to  $E_m/E_0$  ranging from 0.4 to 0.8, i.e., included the range typical for single- and double-circuit 110-kV OL (for the considered AS 120/19 conductor the range of  $E_m/E_0$  is 0.52-0.57).

In the absence of data on duration of weather kinds in the computational period the annual power losses to corona can be determined on the basis of specific annual losses computed for the duration of typical kinds of weather in a region. Processing of data on duration of different kinds of weather in a 10-year period has shown that the territory of the Russian Federation can be divided into seven regions with comparatively homogeneous weather conditions, namely:

Region 1: Sakha Republic (Yakutia); Khabarovsk Krai; Kamchatka, Magadan, and Sakhalin Oblast's;

Region 2: Karelian and Komi Republics; Arkhangelsk, Kaliningrad, and Murmansk Oblast's;

Region 3: Vologda, Novgorod, Pskov, and Leningradskaya Oblast's;

Region 4: Republics of Mariy-El, Mordovia, Tatarstan, Udmurtia, and Chuvashia; Belgorod, Bryansk, Vladimir, Voronezh, Ivanovo, Kaluga, Kirov, Kostroma, Kursk, Lipetsk, Moscow, Novgorod, Penza, Perm, Ryazan, Samara, Saratov, Smolensk, Tambov, Tver, Tula, Ulyanovsk, and Yaroslavl Oblast's;

Region 5: Republics of Daghestan, Ingushetia, Kabardino-Balkaria, Karachaevo-Cherkessia, Kalmykia, Northern Osetia, and Chechnya; Krasnodar and Stavropol Krai's; Astrakhan', Volgograd, and Rostov Oblast's;

Region 6: Republic of Bashkortostan; Kurgan, Orenburg, and Chelyabinsk Oblast's;

Region 7; Republics of Buryatia and Khakasia: Altai, Krasnoyarsk, and Primorski Krai's; Amurskaya, Irkutsk, Kemerovo, Novosibirsk, Omsk, Sverdlovskaya, Tomsk, Tyumen, and Chita Oblast's.

The annual power losses to corona computed for the duration of typical weather kinds in each of the listed regions are presented in Table 2.

For lines with conductor cross sections differing from the standard sections presented in Tables 1 and 2 the computed loss values are multiplied by the ratio  $F_t/F_{ph}$ , where  $F_t$  is the total cross section of the phase conductors presented in Table 1 and  $F_{ph}$  is the actual cross section of the conductors of the computed line.

**Table 1** Specific Power Losses to Corona on Lines with Standard Design of Phases

Variant of structure	Total cross sectional area of conductors in phase, mm <sup>2</sup>	Losses to corona, kW/km, at weather conditions			
		good	dry snow	humid	rime
750-4 x 600	2400	4.6	17.5	65.0	130.0
750-5 x 240	1200	3.9	15.5	55.0	115.0
500-3x400	1200	2.4	9.1	30.2	79.2
500-8 x 300	2400	0.1	0.5	1.5	4.5
330-2x400	800	0.8	3.3	11.0	33.5
220-1 x300(sl)	300	0.3	1.5	5.4	16.5
220-1 x 300 (zhb)	300	0.4	2.0	8.1	24.5
220/2-1 x 300 (st)	300	0.6	2.8	10.0	30.7
220/2-1x300 (zhb)	300	0.8	3.7	13.3	40.9
220-3 x 500	1500	0.02	0.05	0.27	0.98
154-1x185	185	0.12	0.35	1.20	4.20
154/2-1 x 185	185	0.17	0.51	1.74	6.12
110-1 x 120 (sl)	120	0.013	0.04	0.17	0.69
110-1x120 (zhb)	120	0.018	0.06	0.30	1.10
110/2-1 x 120 (st)	120	0.015	0.05	0.25	0.93
110/2-1 x 120 (zhb)	120	0.020	0.07	0.35	1.21

**Notes.** 1, Variant 750-4 x 600 should be read as "voltage of 750 kV, 4 conductors with cross section of 600 mm<sup>2</sup> in the phase. 2, Variant 500-8 x 300 corresponds to 500-kV OL erected within the sizes of 1150 kV OL; variant 220-3 x 500 corresponds to 220-kV OL erected within the sizes of 500-kV OL; 3, Variants 220/2-1 x 300, 154/2-1 x 185, and 110/2-1 x 120 correspond to double-circuit lines. The losses are presented for one circuit. 4, (st) and (zhb) are used to denote steel and reinforced concrete structures, respectively.

The effect of the operating voltage in a line on the losses to corona is allowed for by multiplying the data presented in Tables 1 and 2 by a factor determined by the formula

$$K_{U_{rel}} = 6.88U_{rel}^2 - 5.88U_{rel} \tag{1}$$

where  $U_{rel}$  is the ratio of the operating voltage of the line to its rated voltage.

Formula (1) is a result of approximation of experimental data on the effect of operating voltage on corona losses.

As a rule the structure of power losses is computed every month. The monthly distribution of annual power losses to corona presented in Table 2 was determined using share coefficients corresponding to monthly distribution of weather kinds. In the absence of such data 1/10 of the annual losses is ascribed to every month of the first and fourth quarters and 1/15 of the annual loss is ascribed to every month of the second and fourth quarters.

**Table 2** Specific Power Losses to Corona

Variant of structure	Specific power losses to corona, thousand kW•h/km a year, in regions						
	1	2	3	4	5	6	7
750-4 x 600	222.5	203.9	189.8	167.2	151.0	133.2	177.3
750-5 x 240	193.3	176.6	163.8	144.6	130.6	115.1	153.6
500-3 x 400	130.3	116.8	106.0	93.2	84.2	74.2	103.4
500-8 x 300	6.6	5.8	5.2	4.6	4.1	3.5	5.1
330-2 x 400	50.1	44.3	39.9	35.2	32.1	27.5	39.8
220-1 x 300 (st)	19.4	16.8	14.8	13.3	12.2	10.4	15.3
220-1 x 300 (zhh)	28.1	24.4	21.5	19.3	17.7	15.1	22.2
220/2-1 x300(st)	36.1	31.2	27.5	24.7	22.7	19.3	28.5
220/2-1 x300(zhh)	48.0	41.5	36.6	32.9	30.2	25.7	37.9
220-3 x 500	1.3	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	1.0
154-1x185	7.2	6.3	5.5	4.9	4.6	3.9	5.7
154/2-1 x185	10.4	9.1	8.0	7.1	6.8	5.7	8.3
110-1 x 120 (st)	1.07	0.92	0.80	0.72	0.66	0.55	0.85
110-1 x 120 (zhh)	1.71	1,46	1.28	1.15	1.06	0.88	1.36
110/2-1 x 120 (st)	1.42	1,22	1.07	0.96	0.88	0.73	1.13
110/2-1x120 (zhh)	1.85	1,59	1.39	1.25	1.14	0.95	1.47