

## MERENJE ELEKTRIČNIH VELIČINA U SN I NN ELEKTRODISTRIBUTIVNOJ MREŽI U CILJU EFIKASNOG PRAĆENJA OPTEREĆENJA ELEMENATA MREŽE

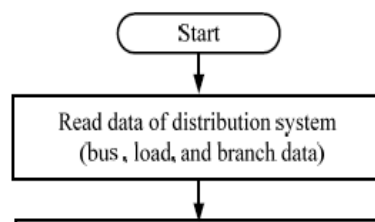
B. VESIĆ, ENEL PS, Srbija  
D. ALMIND, PowerSense, Danska  
J. STOJANOVIĆ, ENEL PS, Srbija

### UVOD

Jasna je odluka kompanija koje se bave distribucijom električne energije da se performanse postojećih distributivnih mreža unaprede i tehnički i ekonomski. Napredak tehnologija proširio je polja primene SCADA platformi omogućivši daljinsku kontrolu i komunikaciju sa uređajima u mreži. Algoritmi za analizu se svakodnevno unapređuju koristeći sve veći broj baza podataka u procesu donošenja odluka. Rezultat toga je napredni centralizovani sistem za nazor i obradu podataka DMS (*Data Management System*).

Kao prvi korak u poboljšanju performansi nametnula se pre svega potreba za daljinskom kontrolom i automatizacijom mreže u smislu zaštite i sekcionisanja dela mreže koji je pod opterećenjem ili gde se desio kvar. Komunikacija sa uređajima za detekciju prolaska struje kvara je omogućila bržu lokalizaciju mesta kvara. Automatizacija mreže je ključna za svaki distributivni sistem, međutim podaci koji se prenose do DMS sistema su često samo digitalni (uključen/isključen) ili predstavljaju sumirana merenja bez vremenske raspodele (ukupna energija za neki period ili vršna snaga bez podatka o vremenu kada je do nje došlo).

Analiziranje sistema putem DMS-a se bazira na primenama inteligentnih algoritama. Svaki algoritam u analizi bilo kog energetskeg sistema počinje na sledeći način:

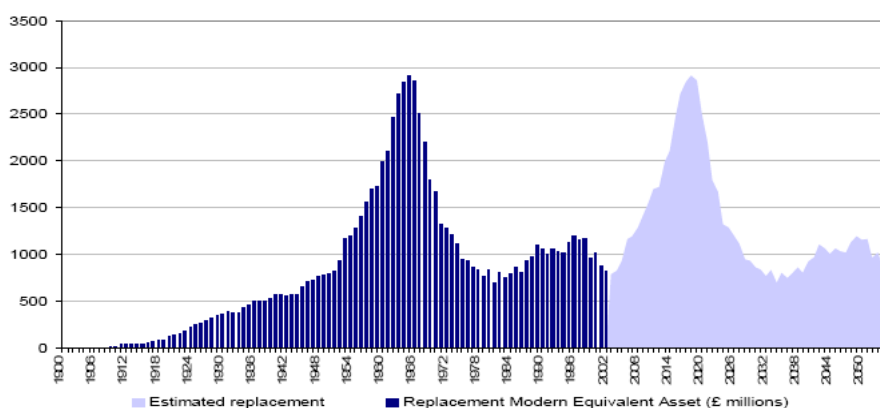


Slika 1: Dijagram algoritma za analizu podataka

Jasno je da svaka detaljnija analiza zavisi od početnih podataka i njihove preciznosti. Kvalitet analize, kao i procene i planiranja koja proističu iz nje, zavisi od nivoa početnih podataka i njihove validnosti.

Dalji zahtevi u pogledu efikasnijeg planiranja investicija za održavanje postojećih elektrodistributivnih mreža, potrebe za kontrolom opterećenja elemenata mreže, sve veći udeo distribuiranih izvora električne energije u proizvodnji električne energije (hidroelektrane, vetroparkovi, solarne elektrane) dovode nas do nove generacije uređaja za nadzor mreža, koji će pored mogućnosti daljinske kontrole prekidačkih elemenata i detekcije kvara posedovati i mogućnost praćenja podataka u realnom vremenu koji će se prosleđivati centralizovanom nadzoru sa algoritmima za donošenje odluka (DMS). *Real-time* merenja predstavljaju osnov u budućim algoritmima za analizu distributivnih sistema. *Real-time* merenja se odnose na izračunavanje aktivne i reaktivne snage i njihovog smera na svakom vodu, praćenje kvaliteta, amplitude i faze napona i struja pri specifičnim opterećenjima, praćenje dnevnih pikova, vektorski prikaz i proračunavanje debalansa mreže. Sledeći korak u nadzoru distributivnih mreža je integracija sistema sa mogućnošću merenja električnih parametara mreže (*Advance Metering Infrastructures – AMI*) i Automatizacije mreže kroz centralizovani DMS sistem za napredni nadzor.

Kompanije za distribuciju električne energije se susreću sa činjenicom da je oprema u distributivnom sistemu stara i da je došla do granice predviđenog životnog veka. Na slici ispod prikazan je tipičan profil starosti opreme kao i predložena zamena kada oprema dostigne specificirani vek trajanja.



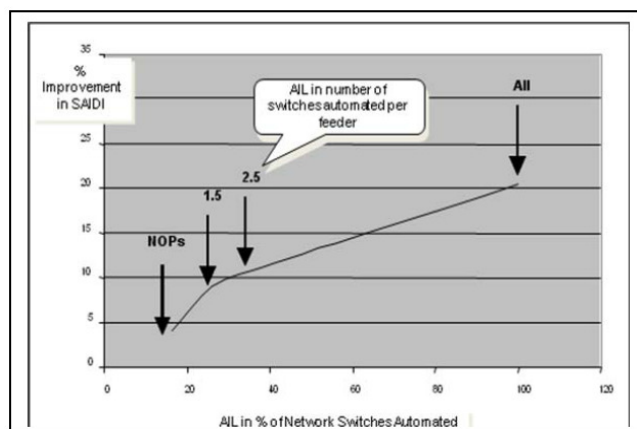
Slika 2: Tipičan starosni profil opreme u elektrodistributivnim mrežama (1)

Ulaganje u obnovu kompletnog elektrodistributivnog sistema bi bilo krajnje ekonomski neisplativo. Paralelno sa kontrolom mreže praćenje parametara distributivne mreže u realnom vremenu otvara put ka efikasnijem održavanju elemenata mreže, preciznom dimenzionisanju i pouzdanijem predviđanju kritičnih tačaka u koje treba investirati. Na ovaj način se životni vek opreme može znatno produžiti uz povećanje pouzdanosti postojećeg sistema, dok selektivna zamena samo kritičnih delova rezultira velikom uštedom u investicijama.

## EKONOMSKO-TEHNIČKI POKAZATELJI

Elektrodistributivne kompanije se nalaze u nedoumici i neodlučnosti između brojnih primera i primena *Smart Grid* strategije. U suštini svega je nadzor i automatizacija postojeće mreže radi postizanja boljih performansi i bržeg odziva mreže.

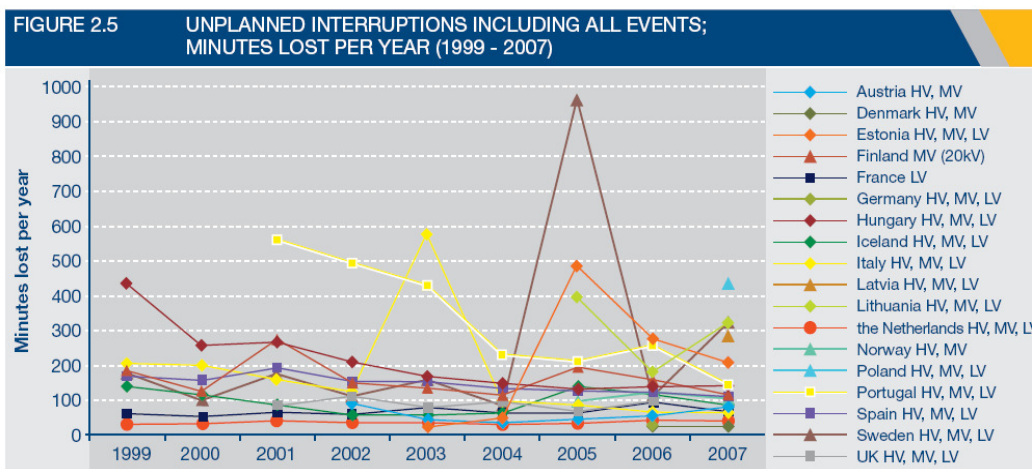
SCADA/DMS sistem trenutno instaliran u nadzornim centrima distributivnih kompanija se fokusira na nadzor i automatizaciju VN dela mreže. Obzirom da je VN mreža nadgledana fokus daljeg unapređenja ostaje na mrežama srednjeg i niskog napona. Prva akcija u cilju poboljšanja performansi je podizanje nivoa automatizacije u elektrodistributivnoj mreži, što direktno rezultira smanjenjem vremena isključenosti korisnika sekcionisanjem dela mreže koji se nalazi pod faulom. Nivo automatizacije karakterisan je kao procenat broja prekidača sa mogućnošću daljinske kontrole na jednom SN vodu (1). Slika ispod prikazuje odnos poboljšanja (skraćanja) prosečnog vremena isključenosti korisnika (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*) u zavisnosti u zavisnosti od nivoa automatizacije u mreži (AIL – *Automation Intensity Level*) (1).



Copyright CRC

Slika 3: Promena prosečnog vremena isključenja korisnika sa povećanjem stepena automatizacije (AIL) (1)

Sa slike se jasno vidi kako se povećanjem nivoa automatizacije i broja daljinski kontrolisanih prekidača duž jednog voda smanjuje prosečno vreme isključenosti korisnika (SAIDI). Jedna od prvih regulativa donešenih u evropskim zemljama je plaćanje penala usled isključenosti korisnika, tako da je fokus distributivnih kompanija u startu bio usmeren ka smanjenju prosečnog vremena isključenosti korisnika. Na Slici 4 prikazano je kretanje prosečnog godišnjeg vremena neplaniranih isključenja korisnika za period od 1999. godine do 2007. godine u različitim evropskim zemljama (3).



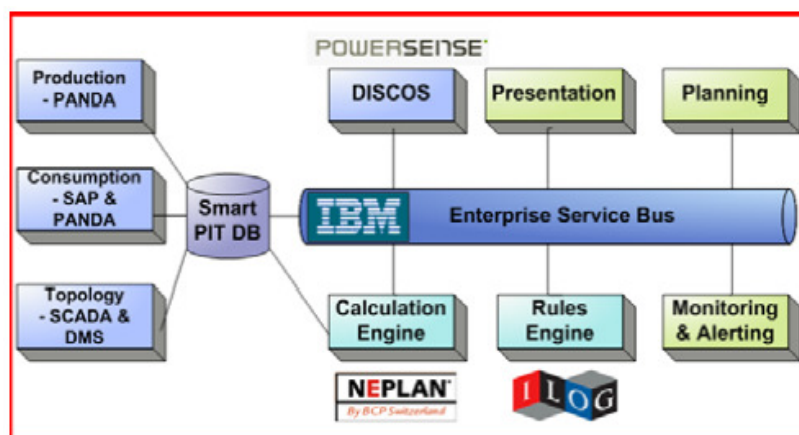
The voltage level (LV, MV, HV) is related to where the incidents occur. The French values in the figure are lower than the reality.

Slika 4: Grafik promene vremena isključenosti korisnika (3)

Od 2007. godine pa na dalje u evropskim zemljama na snagu nastupaju regulative koje se odnose na kvalitet isporuke električne energije, kao i potrebu za njegovim praćenjem. Sa druge strane sve je veća distribuiranost proizvodnje električne energije povećanjem udela obnovljivih izvora. Takođe, sve veći deo opreme u distributivnim sistemima dostiže predviđeni životni vek što rezultira sve izraženijom potrebom distributivnih kompanija za racionalnijom organizacijom sredstava koja se ulažu u obnavljanje i održavanje postojećeg sistema.

## PRIMER PRAĆENJA OPTEREĆENJA – DONG ENERGY, DANSKA

DONG Energy je jedan od najvećih distributera električne energije u Danskoj. 2008. godine DONG Energy preduzima veliki korak uvođenjem inteligentnog sistema za nadzor baziranog na SmartPIT platformi (4). Obrada parametara vrši se u desetominutnom periodu.



Copyright DONG Energy

Slika 5 : Pregled rešenja sa izdvojenim komponentama

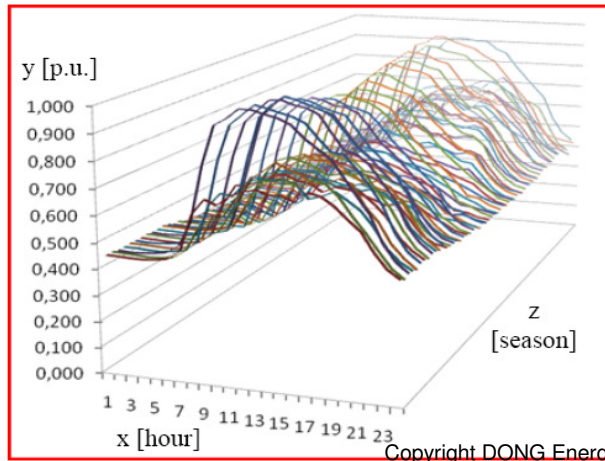
Inteligentni algoritam koristi sledeće podatke kao ulazne parametre:

- Podaci iz VN/SN i SN/SN trafostanica se prate kroz tradicionalni SCADA sistem i osvežavaju se svakih 10 minuta. SmartPIT dobija podatke o naponima, strujama, konfiguraciji i topologiji u pomenutim trafostanicama;
- Podaci o potrošnji na srednjem i niskom naponu:
  - potrošači sa godišnjom potrošnjom preko 100.000kWh očitavaju se daljinski jednosatno. Matematičkim proračunom se jednosatno merenje transformiše u 10-minutno (SAP & PANDA).
  - Proizvedena energija (energija koja se unese u sistem) se očitava jednosatno. Danska je poznata po velikom udelu obnovljivih izvora u ukupnoj proizvodnji električne energije, uglavnom iz vetrogenetarora. Ova energija se "ubacuje" u SN mrežu i podaci se osvežavaju jednosatno i prosleđuju u SmartPIT.
  - Podaci o potrošnji potrošača sa godišnjom potrošnjom ispod 100.000kWh (900.000 korisnika) pretpostavljaju se na osnovu prosečne potrošnje prema kategorijama.
  - Podaci iz SN/NN trafostanica sa merenjima aktivne, reaktivne snage, struja i napona na sredjenaponskim vodovima i niskonaponskim izvodima mere se u realnom vremenu i prosleđuju SmartPIT-u svakih 10 minuta. Ovi podaci su ključni jer se mimo informacije o stanju SN i NN mreže koriste i za precizniju kalkulaciju u vremenskom domenu za ostale potrošače kod kojih se očitavanje potrošnje vrši u većem vremenskom intervalu.

Glavni izazov predstavlja kontinualno prikupljanje velike količine podataka (iz VN, SN i NN mreže) i njihovo procesuiranje u korisne informacije na osnovu kojih se vrši detaljna analiza.

Potrošači su podeljeni u 27 kategorija. Na osnovu on-line merenja (SN/NN) i podataka o prosečnoj potrošnji matematičkim proračunom se izračunavaju vršne vrednosti potrošnje, a zatim se daljim proračunom dobija i dnevno kretanje potrošnje za određenu kategoriju. Nakon toga se formiraju grafici opterećenja prema kategoriji potrošača. Grafici se formiraju za određeni karakterističan period (radni dan, vikend, Božić, itd). Postoji 22 različita perioda za koje se formiraju grafici potrošnje prema kategorijama. Na ovaj način moguće je posmatrati ponašanje NN potrošača razvrstano po kategoriji i karakterističnom vremenskom periodu.

Daljom obradom, skladištenjem podataka i analizama, kreiraju se pouzdani dugoročni planovi.



Slika 6 : Krive promene potrošnje za "Banke i Osiguranja"

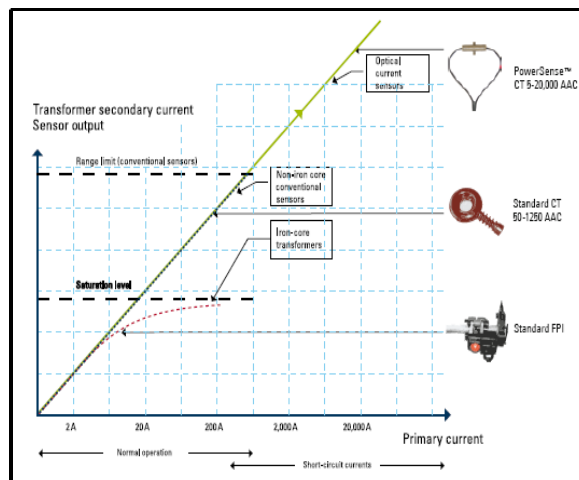
Uvođenjem kriva opterećenja na osnovu kategorije potrošača moguće je na osnovu merenja u karakterističnim trafostanicama precizno predvideti potrošnju i na onim mestima gde nema daljinskog očitavanja. Na ovaj način broj SN/NN mernih tačaka za dobijanje pouzdane procene stanja mreže se znatno redukuje (4).

Opisani primer pokazuje kako se uvođenjem merenja u realnom vremenu na srednjem i niskom naponu znatno povećala preciznost u kalkulaciji ostalih parametara mreže, koji su se ranije merili u navedenim dužim vremenskim intervalima, sa ili bez daljinskog očitavanja.

Za merenje električnih parametara u mrežama srednjeg i niskog napona i dobijanje informacije o strujama, naponima, aktivnoj i reaktivnoj snazi i njihovom smeru, faktoru snage, itd. DONG Energy koristi sistem baziran na tehnologiji optičkih senzora sa RTU jedinicama koje preko GPRS-a komuniciraju sa SmartPIT platformom.

## UREĐAJI ZA NADZOR NOVE GENERACIJE SA INOVATIVNOM TEHNOLOGIJOM OPTIČKIH SENZORA

Optički strujni senzori predstavljaju inovativno finansijski isplativo (*cost-effective*) rešenje za nadzor u distributivnim mrežama srednjeg napona, posebno u SN/NN trafostanicama. Sposobnost određivanja smera i intenziteta struje pri normalnim uslovima i u slučaju kvara omogućava preciznu lokalizaciju mesta kvara i bolju procenu stanja mreže. Tradicionalni strujni transformatori su ograničeni zasićenjenjem pri prolasku struje kvara. Nasuprot tome optički senzori omogućavaju 1-2% tačnost merenja na strujnom opsegu od 1-20.000A (Slika 7).



Slika 8:Opseg merenja strujnih senzora

Takođe, sposobnost merenja svih harmonika od osnovnog do 50-og omogućava napredne proračune u određivanju kvaliteta električne energije, indikacija zemljospoja i prekida kao i računanju udaljenosti mesta kvara.

Uređaj za nadzor bazira se na optičkom senzoru koji radi na principu Faradejevog efekta i koristi polarizovanu svetlost za računanje struje u provodniku. Pod dejstvom magnetnog polja koje postoji u okolini provodnika, svetlost u senzoru menja ugao prostiranja. Magnetno polje u okolini provodnika je generisano strujom koja kroz njega prolazi. Zaokret ugla polarizovane svetlosti srazmeran je magnetnom polju prema formuli:

$$\beta = v B d$$

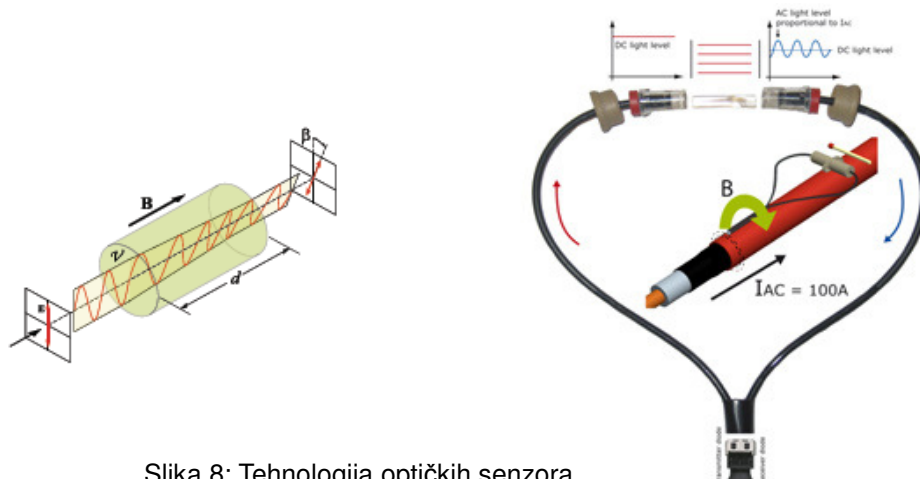
$\beta$  – ugao rotacije (izražen u radijanima)

$v$  – Verdeova konstanta koja zavisi od talasne dužine svetlosti i temperature

$B$  – vektor magnetnog fluksa

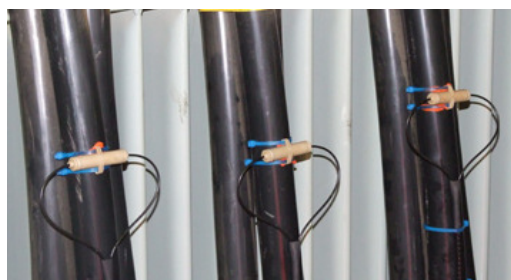
Merenjem ugla rotacije izračunava se struja koja prolazi kroz provodnik. U zavisnosti od smera prostiranja struje kroz provodnik zavisice i smer prostiranja magnetnog fluksa, samim tim i ugao rotacije će biti u jednom ili drugom smeru. Na ovaj način se dobija informacija i o smeru prostiranja struje kroz provodnik. Na osnovu promene intenziteta svetlosti u senzoru dobijaju se informacije o fazi i obliku struje u provodniku (slika 8).

Svetlosni snop se generiše i meri u optičkoj jedinici sa integrisanim pametnim algoritmom za temperaturno i starosno kompenzovanje.



Slika 8: Tehnologija optičkih senzora

Senzor se nalazi u plastičnom kućištu i u potpunosti je napravljen od neprovodnih materijala (95% plastika, 5% staklo). Senzor za unutrašnju upotrebu se montira na svaki tip provodnika jednostavnim lepljenjem, dok se referentni napon meri sa NN strane distributivnog transformatora. Senzori za nadzemne vodove smešteni su u kućište sa razdelnikom napona i mehaničkim kleštima za montažu, tako da je čitav senzor kompaktno smešten dok se napon meri u istoj tački kao i struja.



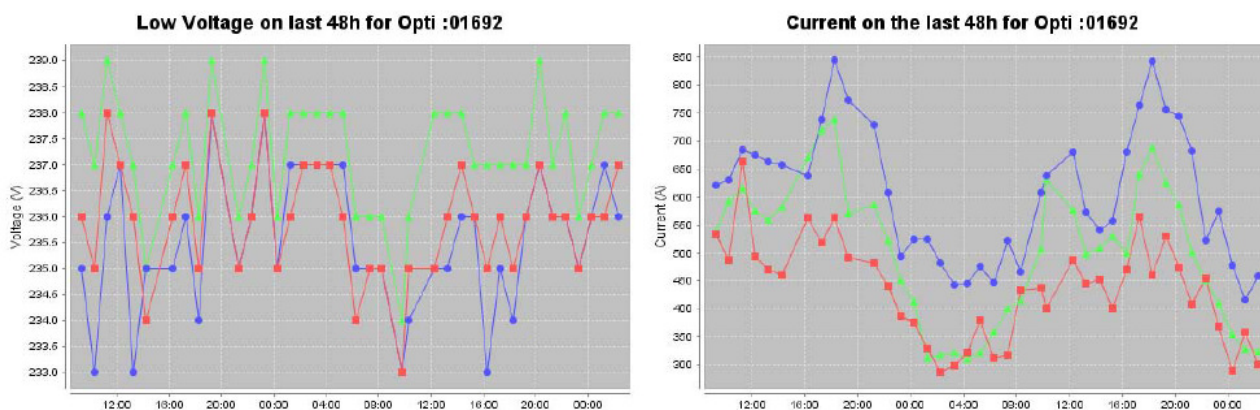
Slika 9: Senzori za unutrašnju upotrebu    Slika 10: Senzor za spoljašnju montažu



Na osnovu vektorskih merenja napona i struje izračunavaju se ostali električni parametri. Optički senzori, zajedno sa elektronskim modulima za komunikaciju i obradu podataka čine intergisani sistem za nadzor koji pored merenja struja na sredjenaponskim vodovima podržava i merenje struje na niskonaponskim izvodima kroz tradicionalne obuhvatne strujne transformatore.

Osim mogućnosti merenja električnih parametara mreže sistem omogućava i daljinsku kontrolu i komunikaciju sa drugim uređajima na lokaciji kroz integrisanu serijsku magistalu, analogne i digitalne ulaze/izlaze.

Komunikacija se obavlja preko pametne RTU jedinice koja podržava sve standardne SCADA protokole (IEC 60870-5-101, 104, MODBUS, DNP3.0). Komunikacioni modul je dizajniran tako da može da šalje podatke na različite destinacije u različitim periodima, tako da se informacije o kritičnim opterećenjima i kvarovima mogu proslediti direktno SCADA/DMS sistemu, dok se nekritični podaci mogu slati u nizovima sistemu za analizu i planiranje distributivne mreže. Tipičan oblik lap-top aplikacije dat je na Slici 11.



Slika 11: Tipičan izgled lap-top aplikacije koji pokazuje nebalans između NN faza

## ZAKLJUČAK

Nova generacija sistema za nadzor mreža pored mogućnosti daljinske kontrole prekidačkih elemenata i detekcije kvara poseduje i mogućnost praćenja podataka u realnom vremenu. Primena novih tehnologija (optički senzori) rezultira cenovno isplativim rešenjima sa povećanim brojem funkcija i fleksibilnosti.

Sistemi za nadzor omogućavaju elektrodistributivnim kompanijama da u realnom vremenu prate nivo opterećenja na elementima mreže i vremena u kojima je došlo do pojave vršnih vrednosti opterećenja. Na taj način kapitalna ulaganja u mrežu sa dotrajalom opremom mogu biti znatno redukovana kroz selektivnost ulaganja i usmeravanje na kritične tačke i "uska grla" mreže. Takođe, *real-time* merenja električnih parametara distributivnog sistema daju sasvim novi pristup za pravljenje kratkoročnih i dugoročnih planova omogućavajući najoptimalniju procenu potrebnog proširenja postojeće mreže. Vektorska merenja napona i struja uz razlaganje do 50-og harmonika omogućavaju proširene mogućnosti u pravljenju efikasnih algoritama za detekciju kvarova i računanje udaljenosti mesta gde je do kvara došlo. *On-event* komunikacija (trenutno obaveštavanje pri pojavi nekog događaja) pruža brzu i efikasnu lokalizaciju mesta kvara. Interfejsi za integraciju sistema za nadzor sa postojećom opremom za automatizaciju pružaju mogućnost daljinske kontrole rasklopnih i zaštitnih uređaja, što rezultira brзом izolacijom mesta kvara i smanjenjem vremena isključenosti korisnika (SAIDI).

Sposobnost praćenja varijacija napona u SN i NN delu mreže omogućuje kontrolu i regulaciju kvaliteta isporuke električne energije, što će biti vitalno zbog sve većeg udela distribuirane proizvodnje električne energije u ukupnoj proizvodnji električne energije.

Nebalans u mreži utiče na stvaranje dodatnih gubitaka pri prenosu električne energije i jako teško se kontroliše, ali informacije o nebalansu prema topologiji i vremenu predstavljaju dobar osnov za dalje

analize i istraživanja kako bi se ova pojava mogla regulisati.

Detaljno praćenje parametara mreže, uz inteligentnu obradu sa efikasnim metodama za pravlanje kratkoročnih i dugoročnih planova za upravljanje imovinom predstavlja temelj u uspešnoj transformaciji postojećih distributivnih mreža u "pametnu mrežu" (*Smart Grid*).

## LITERATURA

- [1] J. Northcote-Green, M. Speiermann, 2008, "Third generation monitoring system provides a fundamental component of the Smart Grid and next generation power distribution networks", DEMSEE Cyprus
- [2] J. Northcote-Green, M. Speiermann, J. Klingsten Nielsen, 2009, "Third Generation Monitoring Systems for Electric Power Distribution Networks Lay the Foundation for Future SmartGrids", *CIREC 2009 Prague*
- [3] Council of European Energy Regulators ASBL, 2008, "4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008", CEER
- [4] P. Vinter, 2008, "DONG Energy - Towards the intelligent utility network", CIREC Frankfurt