

C2 08

**СМАЊЕЊЕ ГУБИТАКА АКТИВНЕ СНАГЕ И ЕНЕРГИЈЕ У СИСТЕМУ ЗА
ПРЕНОС ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ
У ПЕРИОДУ ОД 2004. ДО 2007. ГОДИНЕ**

Б.ШУМОЊА*
Б.ИВАНОВИЋ
П.САВИЋ
В.МИЛИЋ

ЈП „Електро mreжа Србије“
Београд, Србија

Кратак садржај: Рад анализира смањење губитака активне снаге и енергије у систему за пренос електричне енергије Републике Србије у периоду после реконекције прве и друге UCTE синхроне зоне, од октобра 2004. године па до данас. Посебно се анализира утицај елемената преносне мреже 400 и 220 kV, који су у овом периоду пуштени у погон, на смањење губитака активне снаге у режимима вршног оптерећења система. Осим губитака активне снаге у карактеристичном режиму рада даје се преглед и анализа месечних губитака активне енергије у овом периоду. Осим тога, анализира се и утицај рада хидро и термоелектрана и погонских искључења елемената преносне мреже на губитке активне енергије у систему за пренос електричне енергије, на месечном нивоу.

Кључне речи: вршно оптерећење, преносни систем, губици активне снаге и енергије

1. УВОД

Економска ситуација и мала улагања у електроенергетски сектор, током деведесетих година, разлози су због којих се није могло обезбедити адекватно одржавање преносних објеката, а поготово развој преносног система Републике Србије. Последњих неколико година улагања у електроенергетски сектор и развој преносног система су значајно увећана чиме су створени услови за спровођење реализације планова развоја преносне мреже како би се испуниле обавезе које су постављене пред електроенергетски сектор и преносни део електроенергетског система (ЕЕС).

Реконекција прве и друге UCTE синхроне зоне у јединствену UCTE интерконекцију 10.октобра 2004.године довела је до тога да се у потпуности истакне значај преносног система Републике Србије у нашем региону, са својих 8 граница и 11 интерконективних далековада 400 и 220 kV.

* Бранко Шумоња, ЈП „Електро mreжа Србије“, Војводе Степе 412, 11000 Београд,
branko.sumonja@ems.co.yu

Законом о енергетици Републике Србије прописано је да ЈП ЕМС као енергетски субјекат задужен за пренос електричне енергије, управљање преносним системом и развој тржишта електричне енергије обезбеђује развој преносног система. У том циљу ЈП ЕМС предузима мере како би преносни систем задовољио потребе отвореног тржишта електричне енергије, обезбедио сигуран рад преносног система, предупредио „проблем” пораста потрошње електричне енергије а уједно оптимизирао преносни систем везано за смањење губитака. ЈП ЕМС има обавезу да обезбеђује електричну енергију за покривање губитака у преносном систему, тако да је императив њихово смањење.

2. ОПИС АНАЛИЗИРАНОГ МОДЕЛА

Анализа губитака је урађена за зимски конзум Републике Србије 2006/2007 године, са вршним оптерећењем од око 7000 MW, на регионалном моделу који обухвата 400, 220 и 110 kV напонске нивое у ЕЕС Србије, 400 и 220 kV напонске нивое суседних ЕЕС–ова, с тим да је у ЕЕС Грчке моделован и напонски ниво 150 kV. У анализи је коришћен програм за прорачун токова снага PSA (Power System Analyzer).

Губици активне снаге у ЕЕС Србије обухватају губитке у следећим елементима:

- свим водовима 400 kV, 220 kV и 110 kV,
- трансформаторима 400/110 kV, 400/220 kV и 220/110 kV и
- блок трансформаторима у електранама.

Анализа је урађена под следећим претпоставкама:

- сви производни капацитети у ЕЕС Републике Србије (без Косова и Метохије) су у погону осим једног генератора у ТЕ Костолац А. Генератори у ТЕ–ТО Нови Сад, Београд и Зрењанин нису у погону,
- процењен ниво конзума региона Косова и Метохије је приближно 12% од укупног конзума Србије, тј. за вршно оптерећење од 7000 MW износи око 800 MW,
- претпостављено је да Косово и Метохија покрива своју потрошњу на бази сопствене производње и уговореног увоза,
- нивои размене ЕМС–а са суседним ЕЕС–овима су дати у табели 1.

Табела програма размене је дефинисана према очекиваним вредностима из других правца. Знак минус у табели означава да се ради о увозу из тог правца.

Табела: I. Нивои размене са суседним ЕЕС–овима за посматрани режим рада

| Правац | ТЕЛ | ЕСО | МАВИР | ХЕП | НОС БиХ | ОСТ | ЕПЦГ | МЕПСО |
|--------------|------|------|-------|-----|---------|-----|------|-------|
| Размена [MW] | -700 | -700 | -300 | 300 | 300 | 200 | 400 | 400 |

3. КОМПАРАТИВНА АНАЛИЗА

У тексту који следи су приказани резултати компаративне анализе губитака активне снаге, губитака електричне енергије и цена разлике губитака електричне енергије у ЕЕС Републике Србије за следеће случајеве:

1. Са и без трансформације 400/220 kV у ТС Сремска Митровица 2 и интерконективног далековода 400 kV ТС Сремска Митровица 2 – Угљевик (оба елемента истовремено).
2. Са и без ТС 400/110 kV Јагодина 4, ТС 400/110 kV Сомбор 3 и другог трансформатора 220/110 kV, 150MVA у ТС Смедерево 3. Рађено је за сваки елемент посебно и за сва три елемента заједно.

Максимални губици активне снаге су израчунати за вршно оптерећење наведеног модела. Међутим када се узимају просечни губици на годишњем нивоу они су наравно мањи. Према

„Методологији и критеријумима планирања развоја преносне мреже“ као еквивалентно време трајања губитака активне снаге у ЕЕС Србије на годишњем нивоу се израчунава 3 950 сати [1]. За губитке електричне енергије је усвојена јединична цена од 0,05 €/kWh.

Стање са и без претходно наведених елемената ЕЕС у погону је моделовано за исто ангажовање генератора у регионалном моделу.

У наредним табелама су дате разлике губитака активне снаге у ЕЕС Србије са и без наведених елемената за наведено вршно оптерећење, те разлика губитака електричне енергије и цена разлике губитака електричне енергије у ЕЕС Републике Србије на годишњем нивоу, са и без наведених елемената.

Табела II: Разлика губитака активне снаге у ЕЕС Србије са и без трансформације 400/220 kV у ТС Сремска Митровица 2 и далековода 400 kV ТС Сремска Митровица 2 – ТЕ Угљевик

| | Искључени елементи |
|-------------------------------------|--|
| | ТР 400/220 kV у ТС Сремска Митровица 2 и 400 kV далековод ТС Сремска Митровица 2 – ТЕ Угљевик |
| Разлика губитака активне снаге [MW] | 4 |

Табела III: Разлика и цена губитака електричне енергије у ЕЕС Србије на годишњем нивоу са и без трансформације 400/220 kV у ТС Сремска Митровица 2 и далековода 400 kV ТС Сремска Митровица 2 – ТЕ Угљевик

| | Искључени елементи |
|---|--|
| | ТР 400/220 kV у ТС Сремска Митровица 2 и 400 kV далековод ТС Сремска Митровица 2 – ТЕ Угљевик |
| Разлика губитака електричне енергије [MWh] | 15 800 |
| Цена разлике губитака електричне енергије [€] | 790 000 |

Табела IV: Разлика губитака активне снаге у ЕЕС Србије са и без ТС 400/110 kV Јагодина 4, ТС 400/110 kV Сомбор 3 и другог трансформатора 220/110 kV у ТС Смедерево 3

| | Искључени елементи | | | |
|-------------------------------------|--------------------------------------|------------------------|--------------------------|---------|
| | Други ТР 220/110 kV у ТС Смедерево 3 | ТС 400/110 kV Сомбор 3 | ТС 400/110 kV Јагодина 4 | Сва три |
| Разлика губитака активне снаге [MW] | 1 | 9.5 | 12.5 | 23.5 |

Табела V: Разлика и цена губитака електричне енергије у ЕЕС Србије на годишњем нивоу са и без ТС 400/110 kV Јагодина 4, ТС 400/110 kV Сомбор 3 и другог трансформатора 220/110 kV у ТС Смедерево3

| | Искључени елементи | | | |
|---|--------------------------------------|------------------------|--------------------------|-----------|
| | Други ТР 220/110 kV у ТС Смедерево 3 | ТС 400/110 kV Сомбор 3 | ТС 400/110 kV Јагодина 4 | Сва три |
| Разлика губитака електричне енергије [MWh] | 3 950 | 37 525 | 49 375 | 92 825 |
| Цена разлике губитака електричне енергије [€] | 197 500 | 1 876 250 | 2 468 750 | 4 641 250 |

4. АНАЛИЗА МЕСЕЧНИХ ГУБИТАКА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

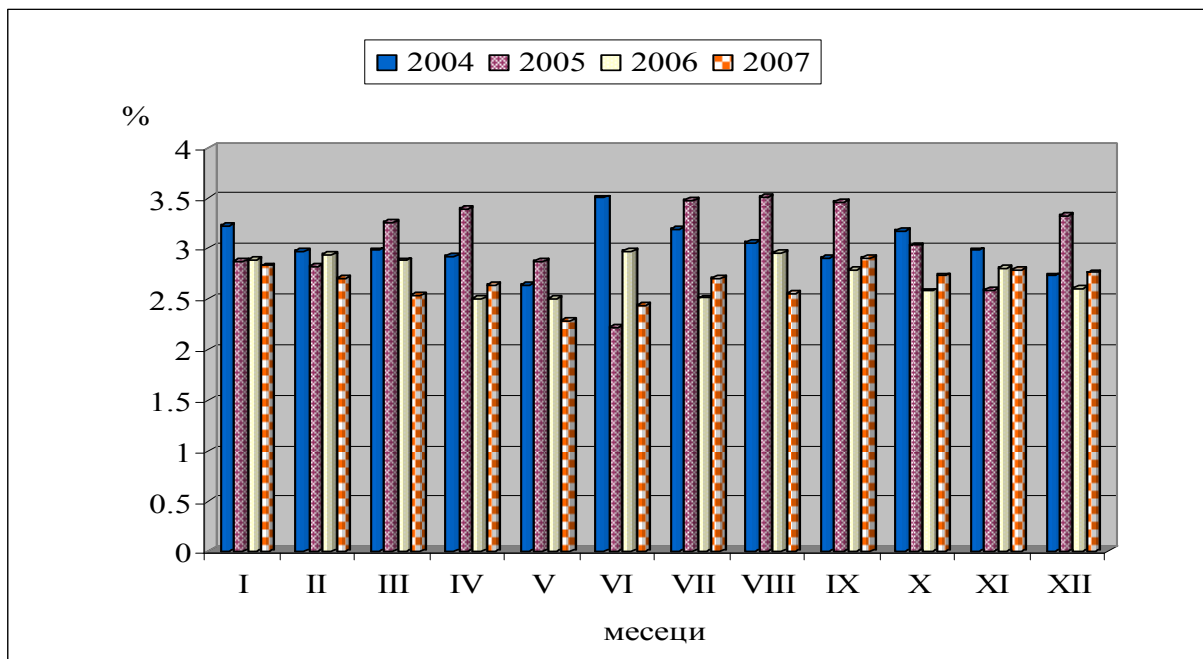
ЈП ЕМС губитке у преносном систему срачунава на месечном нивоу, тако што се од укупне расположиве енергије која улази у ЕЕС Србије (производња електричне енергије из домаћих електрана и укупан улаз из суседних ЕЕС по интерконективним далеководима) одузме укупна испоручена енергија потрошачима, односно Привредним друштвима за дистрибуцију електричне енергије укључујући и УНМИК, директним потрошачима, потрошачима у функцији производње електричне енергије (рудницима, енергија за пумпање, опште групе електрана и др.), као и свим суседним ЕЕС по интерконективним далеководима. Процент губитака се одређује у односу на расположиву енергију.

$$\Gamma [\%] = (A - B) / A * 100 \quad (1)$$

где је: Γ - губици у преносном систему
А - укупна расположива електрична енергија
Б - укупна испоручена електрична енергија

Напомена: Овако срачунати губици у преносном систему не обухватају губитке у преносној мрежи Косова и Метохије, пошто ЈП ЕМС (односно ЈП ЕПС) од 1999. године не располаже релевантним мерењима која су потребна за обрачун. Уколико се анализирају укупни губици у преносном систему Републике Србије који обухватају и губитке у преносној мрежи Косова и Метохије уводе се претпоставке. Претпоставка је да губици Косова и Метохије учествују у укупним губицима као удео потрошње Косова и Метохије у укупној потрошњи, односно да је удео губитака у преносу на територији Косова и Метохије реда 12% укупних губитака у преносном систему Републике Србије. У наредним табелама дати губици у преносу не обухватају губитке у преносу на територији Косова и Метохије.

Наредне табеле и дијаграм представљају преглед губитака у преносном систему у периоду 2004-2007. година по месецима и укупно, као и преглед параметара који утичу на губитке. Ти параметри су првенствено расположива и испоручена електрична енергија, производња хидро и термо електрана и искључења појединих елемената (далековода) преносне мреже.



Слика 1: Преглед годишњих губитака у процентима остварених у преносном систему у периоду 2004-2007. година, по месецима

Табела VI: Параметри који утичу на губитке у преносу, по годинама и месецима

| | | МЕСЕЦ | | | | | | | | | | | | Сума |
|--------------|--------------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|
| | | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | |
| 2004. година | Расположива ел. енергија [GWh] | 4348 | 3946 | 3898 | 3330 | 3080 | 2719 | 2825 | 2798 | 2815 | 3465 | 4025 | 4616 | 41871 |
| | Губици у преносу [GWh] | 140 | 117 | 116 | 97 | 81 | 95 | 90 | 85 | 81 | 109 | 120 | 125 | 1260 |
| | Губици у преносу [%] | 3.22 | 2.97 | 2.98 | 2.92 | 2.64 | 3.5 | 3.19 | 3.05 | 2.91 | 3.17 | 2.98 | 2.73 | 3.01 |
| | Испоручена ел. енергија [GWh] | 4208 | 3829 | 3782 | 3233 | 2999 | 2624 | 2735 | 2713 | 2734 | 3356 | 3905 | 4491 | 40611 |
| | Укупна производња ХЕ [GWh] | 880 | 984 | 1288 | 1187 | 1178 | 1039 | 767 | 580 | 490 | 653 | 898 | 1192 | 11136 |
| | Укупна производња ТЕ [GWh] | 2699 | 2313 | 2145 | 1539 | 1425 | 1325 | 1732 | 1867 | 1950 | 2243 | 2383 | 2448 | 24068 |
| 2005. година | Расположива ел. енергија [GWh] | 4650 | 4547 | 4454 | 3631 | 3327 | 3148 | 3260 | 3193 | 3243 | 3746 | 4442 | 4888 | 46534 |
| | Губици у преносу [GWh] | 133 | 128 | 145 | 123 | 95 | 70 | 113 | 112 | 112 | 113 | 115 | 162 | 1423 |
| | Губици у преносу [%] | 2.87 | 2.82 | 3.26 | 3.39 | 2.87 | 2.22 | 3.47 | 3.51 | 3.46 | 3.03 | 2.6 | 3.32 | 3.06 |
| | Испоручена ел. енергија [GWh] | 4517 | 4419 | 4309 | 3508 | 3232 | 3078 | 3147 | 3081 | 3131 | 3633 | 4327 | 4726 | 45111 |
| | Укупна производња ХЕ [GWh] | 1032 | 1009 | 1170 | 1112 | 1260 | 1061 | 913 | 909 | 834 | 867 | 799 | 1076 | 12042 |
| | Укупна производња ТЕ [GWh] | 2773 | 2597 | 2541 | 1939 | 1574 | 1590 | 1825 | 1821 | 1973 | 2375 | 2752 | 2805 | 26564 |
| 2006. година | Расположива ел. енергија [GWh] | 4872 | 4448 | 4615 | 3682 | 3494 | 3362 | 3282 | 3299 | 3256 | 3682 | 4273 | 4859 | 47129 |
| | Губици у преносу [GWh] | 141 | 130 | 133 | 92 | 87 | 99 | 82 | 97 | 90 | 94 | 119 | 126 | 1295 |
| | Губици у преносу [%] | 2.89 | 2.94 | 2.88 | 2.5 | 2.5 | 2.97 | 2.51 | 2.97 | 2.79 | 2.56 | 2.8 | 2.61 | 2.74 |
| | Испоручена ел. енергија [GWh] | 4731 | 4318 | 4482 | 3590 | 3407 | 3263 | 3200 | 3202 | 3166 | 3588 | 4154 | 4733 | 45834 |
| | Укупна производња ХЕ [GWh] | 1151 | 986 | 1340 | 1077 | 1147 | 1116 | 846 | 715 | 660 | 569 | 615 | 737 | 10959 |
| | Укупна производња ТЕ [GWh] | 2744 | 2590 | 2512 | 1988 | 1479 | 1723 | 1985 | 1944 | 2054 | 2489 | 2810 | 3016 | 27334 |
| 2007. година | Расположива ел. енергија [GWh] | 4689 | 4057 | 4120 | 3506 | 3516 | 3505 | 3459 | 3403 | 3475 | 4236 | 4703 | 5212 | 47883 |
| | Губици у преносу [GWh] | 132 | 109 | 104 | 92 | 80 | 85 | 93 | 87 | 101 | 116 | 132 | 144 | 1278 |
| | Губици у преносу [%] | 2.83 | 2.7 | 2.54 | 2.64 | 2.28 | 2.44 | 2.69 | 2.55 | 2.91 | 2.73 | 2.79 | 2.76 | 2.66 |
| | Испоручена ел. енергија [GWh] | 4557 | 3948 | 4016 | 3414 | 3436 | 3420 | 3366 | 3316 | 3374 | 4120 | 4571 | 5068 | 46605 |
| | Укупна производња ХЕ [GWh] | 789 | 902 | 1106 | 897 | 767 | 714 | 657 | 537 | 706 | 717 | 1068 | 1151 | 10011 |
| | Укупна производња ТЕ [GWh] | 2927 | 2323 | 2319 | 2145 | 2245 | 2281 | 2124 | 2152 | 2000 | 2656 | 2728 | 3068 | 28967 |

Напомена: производња ХЕ је без ХЕ Пива

Табела VII:Преглед искључења битних далековода који утичу на губитке у преносу

| Далеководи 400 кВ | Година | јануар | фебруар | март | април | мај | јун | јул | август | септембар | октобар | новембар | децембар |
|----------------------------------|--------|--------|---------|-------|-------|----------|---------|--------|----------|-------------|----------|----------|-----------|
| ТС Београд 8 РП Дрмно | 2007 | | | 19 | | | | | 1-12 25 | | 3 | | |
| | 2006 | 9 | 23 | 30 | | | | | | | 27 | | |
| | 2005 | 18 | | | 7-8 | | | 7 | | 23 | 8-24 | 15 | 7 |
| | 2004 | | | | | 22 44 | | 15 28 | | 2 | | 1-5 | 25 |
| РП Дрмно ХЕ Ђердап | 2007 | | | | | 31 2 | | | 1-12 25 | | | | |
| | 2006 | | | | | | | 16-18 | | | | | |
| | 2005 | | | | | | 26 | 1-31 | | 13-20 24-30 | 25-31 | | |
| | 2004 | | | | | | | 15 28 | | | | | |
| ТС Бор 2 ХЕ Ђердап 1 | 2007 | | | | | | 2-3 | | 13 20-24 | | | | |
| | 2006 | | | | | | | 20-28 | 1-10 26 | | | | |
| | 2005 | | | | | | 27 | | | | 3 | | |
| | 2004 | | | | | | | | | | 25-29 | | |
| ТС Бор 2 ТС Ниш 2 | 2007 | | | | | | | | 14-17 26 | 7 | | | |
| | 2006 | | | | | 20 | | | 10-31 | | | | |
| | 2005 | | | | | | 28-30 | | | | | | |
| | 2004 | | | | | | | | | | 4-8 | | |
| ТС Ниш 2 Бугарска | 2007 | 12 | | | | | | | | 10-14 | | | |
| | 2006 | | | | | | | 18 | | 14-30 | 1 | | |
| | 2005 | | | | | | | | 15-31 | 1-10 18 | | | |
| | 2004 | | | | | | | | | | 23-30 | | |
| РП Ђердап 1 Румунија | 2007 | | | | 29 | | | | 27-29 | 8-9 | | | |
| | 2006 | | | 24 | | 30 | | | | | | 3-5 | |
| | 2005 | | | | | | | | | | | 1 | 6-10 |
| | 2004 | | | 29-31 | | | | | 12-14 | | | | |
| ТС Ниш 2 ТЕ Косово Б | 2007 | | | | 10-13 | | | | | | | | |
| | 2006 | | | | | | 22-23 | 8-9 | | | 20-21 | | |
| | 2005 | | | | 4-6 | | | | | | 15-21 | | |
| | 2004 | | | 23-26 | | | | | | | | | |
| РП Младост ТС Ср.Митр. 2 | 2007 | | | 27 | 25-28 | | | 1 4 8 | | | | | |
| | 2006 | | | | | | | 1-6 | | 19-28 | | | |
| | 2005 | | | | | | | | | | | 6 | 17 |
| | 2004 | | | | | | 7-11 | 30 | | 24-27 | 28-30 | 1-2 | |
| ТС Ср.Митр. 2 - Хрватска | 2007 | 12 | | | | | | 2 | 17 | | 3-6 | | |
| | 2006 | | | | | | | 1-6 | | | 19-28 | | |
| | 2005 | | | | | | | | | | | | 6 |
| | 2004 | | | | | | 24-30 | | 24-27 | 28-30 | 1-2 | | |
| ТС Београд 8 ТС Обреновац | 2007 | | | 19 | | 14 22 | | | 15-27 | | 3 | 6 | 25 |
| | 2006 | | 23 | | | | | | | | 13-15 24 | | |
| | 2005 | | | | 21 | 9 | | | | | | 11 | 4 11 |
| | 2004 | | | | | 10 | | | | 7-15 | | | |
| ТС Крагујевац 2 ТС Јагодина 4 | 2007 | | 20 | | 5 | | 1 14-17 | | | | | | |
| | 2006 | | | | | 19 | | 20 | | | | 2 | 4-11 |
| | 2005 | | | | 15 | 17-28 | 3 7-25 | | | 12-13 | | | |
| | 2004 | | | 19 | | | | | | | 16-22 | | |
| ТС Ниш 2 ТС Јагодина 4 | 2007 | | | | | 19 | | 20 | | | | 2 | 4-11 |
| | 2006 | | | | | 15 | 17-28 | 3 7-25 | | 12-13 | | | |
| | 2005 | | | 19 | | | | | | 16-22 | | | |
| | 2004 | | | | | | | | | | | | |
| ТС Обреновац ТС Крагујевац 2 | 2007 | | 20 | | | 15 25-30 | 21-24 | 12 | | | 23 | | |
| | 2006 | | | 29 | | 19 | 9-23 | | | | | | 17-22 29 |
| | 2005 | | 23 | 26 | | | | | | | | | |
| | 2004 | | 17 | | | | | 19 | | | 19-22 | | |
| ТС Косово Б РП Рибаревина | 2007 | | | | | | 2-11 | | | 13-14 | 24-31 | | |
| | 2006 | | | | | | | | | | | | |
| | 2005 | | | | | | | | | 28 | 16-30 | | |
| | 2004 | | | | | 7-9 | | | | | | | |
| ТС Суботина 3 ТС Нови Сад 3 | 2007 | | | | | | | | | | 18 | | |
| | 2006 | | | 24 | | | | | | | | 17 | |
| | 2005 | | | 29-31 | 1 | | | | | | 18 | | 2-8 |
| | 2004 | | | | | | | | | | | | |
| ТС Београд 8 ТС Панчево 2 | 2007 | 1 | | 19 | | 10 16 | | 25 | | | 3-21 | | |
| | 2006 | | 23 | 31 | | | | 10-11 | | | | | |
| | 2005 | | | | | | | | | | | | |
| | 2004 | | | | 14-29 | | | | | | | 3 | 2-3 10 15 |
| РП Дрмно ТС Панчево 2 | 2007 | | | | | | 22-31 | 1-2 | | 12-14 | | | |
| | 2006 | | | | | | | | | | | | |
| | 2005 | | | | | | | | | | | | |
| | 2004 | | | | | 4-14 | | | | | | | |
| ТС Суботина 3 Мађарска | 2007 | | | 19-31 | 1-15 | | | | | | | 20 | |
| | 2006 | | 1 | | | | | | | | 10-13 | | 27 |
| | 2005 | | 3 | | | | | 27-30 | | | | | |
| | 2004 | 23 | | | | | 10-19 | | 2 | 21-22 | | | |
| ТС Ср.Митр. 2 ТЕ Угљевик | 2007 | | | | | 12 | | | | 24-25 | | | |
| | 2006 | | 1 | | 26 | | 2 | | | 23-28 | | | |
| | 2005 | | | | | | | | | | | | |
| | 2004 | | | | | | | | | | | | |
| ТС Суботина 3 ТС Сомбор 3 | 2007 | | | | 16-26 | | | | | 10 | | | |
| | 2006 | | | | | | | | | | | | |
| | 2005 | | | | | | | | | | | | |
| | 2004 | | | | | | | | | | | | |

Анализирајући наведени модел долази се до закључка да су производни капацитети Републике Србије равномерно распоређени, у географском и електричном смислу, са аспекта задовољавање напонских прилика. У време рекордних конзума, као и на посматраном моделу показало се да у случају рада свих производних јединица у принципу нема проблема са напонским приликама.

Хидроелектране су углавном распоређене по ободу преносног система, односно може се рећи да су удаљени од центра потрошње (ту се првенствено мисли на ХЕ Ђердап 1 и ХЕ Ђердап 2 као и ХЕ и РХЕ Б.Башта). Тако у режимима великих вода односно велике производње хидроелектрана долази до повећања губитака, јер се енергија са обода система преноси до потрошача. Овај феномен је још израженији, ако је мања производња термоелектрана.

Осим утицаја ангажовања производних капацитета велики утицај на губитке има искључење елемената преносне мреже. То се првенствено односи на мрежу 400 kV узимајући у обзир и географски положај Републике Србије и значај преносне мреже Републике Србије у региону. ЈП ЕМС улаже велике напоре да би се оптимизирао преносни систем везано за планирана искључења елемената преносне мреже, било због ремонтних радова, ревитализација, реконструкција и слично. Искључења интерконективних и важнијих унутрашњих далековада 400 kV раде су у координацији са суседним ТСО-овима на нивоу региона југоисточне Европе.

Веома значајан догађај за преносни систем Републике Србије десио се у октобру 2004. године када је извршена реконекција УСТЕ синхроних зона у једну. Од те године почиње значајније смањење губитака у преносу. Због тога је 2004. година узета као почетак посматраног периода.

Током већег дела 2005. године, као и укупни губици у 2005. години су највећи у разматраном периоду. Разлог томе је велики број дуготрајних искључења у преносној мрежи 400 kV због замене постојећег заштитног ужета и уградње новог са оптичким влакнима. Током 2005. године је постављено око 630 km нових заштитних ужата са оптичким кабловима на веома битним правцима и то од Београда до Ђердапа, од Обреновца преко Крагујевца до Ниша, везе према Румунији и Бугарској итд. Наведена искључења су искоришћена осим постављања оптичких каблова и за друге радове на далеководима (замене другог ужета, проширење коридора далековода, фарбање стубова, замене изолације и слично) у циљу побољшања преносне моћи далековода, односно побољшања сигурности, смањења броја испада и слично. Тако да гледајући додатне губитке у преносу због инсталирања OPGW у односу на остале позитивне стране може се рећи да се на дужи рок исплативи.

Године 2006. и 2007. у односу на претходне две године има се значајније смањење губитака, узимајући у обзир да се повећала и пренета енергија то смањење долази до већег изражаја. До тога долази првенствено услед активности које ЕМС спроводи у циљу обнове преносног система, укључујући и изградњу нових трафостаница. Велики допринос због чега су губици у 2007. годину смањени у односу на прошлу/прошле године јесте утицај нових елемената на преносни систем, наведених у првом делу рада. Крајем 2005. године завршено је проширење постојеће ТС 220/110 kV С.Митровица 2 са новим постројењем 400 kV, тако да нова ТС С.Митровица 2 сада има трансформацију 400/220/110 kV, крајем априла 2006. године стављен је у погон нови далековод 400 kV између ТС С.Митровица 2 и ТЕ Угљевик у БиХ, чиме је преносни систем Републике Србије добио још једну интерконективну везу. У ТС 220/110 kV Смедерево 3 крајем новембра 2006. године пуштен је у погон други трансформатор 220/110 kV, 150MVA. Потпуно нова ТС 400/110 kV Јагодина 4 је пуштена у погон крајем 2006. године а такође нова ТС 400/110 kV Сомбор 3 са новим далеководом 400 kV ТС Суботица 3- ТС Сомбор 3 је пуштена у погон почетком 2007. године. Са друге стране током 2007. године било је мање „важних“ искључења у преносној мрежи због постављања OPGW каблова за разлику од 2005. године.

Уочава се да су у току 2007. године губици по месецима углавном били мањи него у 2006. години у истом периоду. Изузетак су месеци април, јул, септембар, октобар и децембар. Узрок

повећања губитака у априлу и јулу 2007. године у односу на претходну годину је у томе што је у овим месецима током 2007. године било више искључења далековода 400 kV. Поготово је значајан утицај искључења далековода 400 kV ТС Суботица 3-Мађарска и ТС Суботица 3-Сомбор 3, док је у јулу 12 дана био искључен далековод 400 kV ТС Београд 8- ТС Обреновац због постављања OPGW. Разлог за повећање губитака у септембру, октобру и децембру 2007. године у односу на претходну годину јесте у томе што је знатно већа расположива односно испоручена електрична енергија, као и утицај производње хидроелектрана, које се налазе по ободу система односно удаљене су од центра потрошње.

Тренд смањења губитака у преносу који је приказан у разматраном периоду је тиме значајнији пошто је расположива и испоручена електрична енергија из године у годину већа.

Потребно је истаћи да ЕМС има велике планове и за будућност, било да се то односи на реконструкцију постојећих постројења (ТС Београд 8, ТС Нови Сад 3, ТС Ниш 2, ТС Београд 5, ТС Крушевац 1, ТС Србобран, ТС Београд 3, ТС Обреновац, РП Младост, ТС Б.Башта), са друге стране петогодишњи планови развоја преносне мреже предвиђају нове објекте као што су далековод 400 kV Ниш-Лесковац-Врање, далековод 400 kV према Румунији, ТС 400/110 kV Лесковац, ТС 400/110 kV Врање, ТС 400/220/110 kV Смедерево 3 (у прелазној фази). Перспектива дугорочног развоја развоја преносне мреже је укидање мреже 220 kV и јачање мреже 400 kV чиме ће се директно утицати на смањење губитака.

5. ЗАКЉУЧАК

На основу свега наведеног може се закључити да је оправданост изградње нових трафостаница због смањења губитака у преносу велика, јер се уложене инвестиције могу вратити у веома кратком временском периоду. Важно је истаћи да ЈП ЕМС, као Оператор преносног система, има обавезу обезбеђивања електричне енергије за покривање губитака у преносном систему, тако да је императив њихово смањење које се, изградњом нових и реконструкцијом постојећих објеката, у потпуности и реализује.

У 2008. години, ЈП ЕМС купује губитке од ЈП ЕПС по регулисаној цени коју је одредила Агенција за енергетику Републике Србије. Међутим, у будућности ће ЈП ЕМС куповати губитке на тржишту електричне енергије па значај смањења губитака у преносном систему постаје још важнији, пре свега са финансијског аспекта.

На оптимизацији преносног система везано за производњу у циљу смањења губитака у преносу у овом тренутку се не може много урадити. Али се зато може још доста тога урадити на оптимизацији преносног система у циљу смањења губитака у преносу везано за искључења елемената преносне мреже.

ЛИТЕРАТУРА:

- [1] ЕИ Никола Тесла: „Методологија и критеријуми за планирање развоја преносне мреже ЕПС–а”, стр. 75, Београд, јун 2000. год.
- [2] ЕПС, ЈП Електроисток: „Годишњи извештај о делатности преноса електричне енергије у 2004. години.“
- [3] ЈП Електромрежа Србије: „Годишњи извештај о раду ЈП Електромрежа Србије у 2005, 2006, 2007. години.“