

DOI: [10.46793/CIGRE37.C6.07](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C6.07)

C6.07

ПРИМЕНА ОГРАНИЧЕЊА ПЛАСМАНА СНАГЕ ИЗ ДСЕС У ПСЕС

APPLICATION OF RESTRICTIONS ON THE TRANSFER OF POWER FROM THE
DISTRIBUTION SYSTEM TO THE TRANSMISSION SYSTEM

Obrenko Čolić*

Кратак садржај: Крајем 2024. године Народна скупштина Републике Србије донела је Измене и допуна Закона о енергетици. Закон о енергетици је претрпео велики број измена, међу којима су најобимније измене које се односе на транспоноване четвртог енергетског пакета прописа Европске уније. Поред тога, значајно је измењена процедура прикључења електрана на дистрибутивни систем, са идејом да се процес унапреди, да постане ефикаснији и транспарентнији, све у циљу несметане реализације пројеката производње електричне енергије из обновљивих извора енергије, у складу са стратешким циљевима енергетске политике Републике Србије, међу којима је и стварање регулаторних, економских и привредних услова за унапређење ефикасности у управљању електроенергетским системима, посебно имајући у виду развој дистрибуиране производње електричне енергије, развој дистрибуираних складишних капацитета електричне енергије, увођење система за управљање потрошњом и увођење концепта напредних мрежа. Такође, уведене су и промене у области техничких критеријума за прикључење електрана произвођача на дистрибутивни систем. Између осталог, дефинисано је да укупна активна снага која се предаје из дистрибутивног система у преносни систем у једној трансформаторској станици не може бити већа од 16 MW. Ако студија прикључења покаже да је тај услов нарушен, за електрану произвођача се предвиђа примена привремених ограничења снаге у току рада електране, за која ОДС није дужан да плати финансијску надокнаду произвођачу. Привремена ограничења снаге се могу применити на електрану произвођача, под условом да на годишњем нивоу ограничење производње електране не прелази 5% укупне годишње производње. У овом раду дат је приказ једног начина практичне примене привремених ограничења у фази планирања прикључења електрана, са циљем да се сагледају ефекти уведеног ограничења на процес интеграције дистрибуираних електрана у Републици Србији.

Кључне речи: дистрибуиране електране, критеријуми прикључења електрана, утицај дистрибуиране производње на преносни систем

Abstract: At the end of 2024, the National Assembly of the Republic of Serbia adopted the Amendments to the Energy Law. The Energy Law has undergone a large number of changes, the most extensive of which are related to the transposition of the Fourth Energy Package of

* Obrenko Čolić, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, obrenko.mnc@gmail.com

European Union regulations. In addition, the procedure for connecting power plants to the distribution system has been significantly changed, with the idea of improving the process, making it more efficient and transparent, all with the aim of ensuring the smooth implementation of projects for the production of electricity from renewable energy sources, in accordance with the strategic goals of the energy policy of the Republic of Serbia, including the creation of regulatory, economic and business conditions for improving the efficiency of electricity system management, especially taking into account the development of distributed electricity generation, the development of distributed electricity storage capacities, the introduction of demand management systems and the introduction of the concept of advanced grids. Also, changes have been introduced in the field of technical criteria for the connection of producer power plants to the distribution system. Among other things, it has been defined that the total active power transferred from the distribution system to the transmission system in one transformer station cannot exceed 16 MW. If the connection study shows that this condition is violated, the application of temporary power restrictions during the operation of the power plant is envisaged for the producer power plant, for which the DSO is not obliged to pay financial compensation to the producer. Temporary power restrictions may be applied to the producer power plant, provided that the annual production restriction of the power plant does not exceed 5% of the total annual production. This paper presents a method of practical application of temporary restrictions in the planning phase of the connection of power plants, with the aim of examining the effects of the introduced restriction on the process of integration of distributed power plants in the Republic of Serbia.

Key words: *distributed power plants, power plant connection criteria, impact of distributed generation on the transmission system*

1 УВОД

У досадашњој дугогодишњој пракси примене критеријума прикључења електрана на дистрибутивни систем електричне енергије (у даљем тексту: ДСЕЕ) у Електродистрибуцији Србије, д.о.о, Београд (у даљем тексту: ЕДС), провера оптерећења ЕТ 110/х kV (где х представља напон средњенапонске мреже) у дистрибутивним ТС које су прикључене на преносни систем електричне енергије (у даљем тексту: ПСЕЕ) се спроводила у складу са одредбама из Правила о раду ДС [1]. Поступак се, у општем случају, спроводи провером 4 режима, који представљају комбиновање максималне и минималне потрошње ТС са максималном и минималном производњом свих посматраних електрана. Уважавају се све електране, независно од начина рада (са и без предаје електричне енергије у ДСЕЕ) и фазе реализације (поднети захтеви, издата акта, прикључене електране).

Повећањем удела соларних електрана (у даљем тексту: СЕ) у миксу дистрибуираних електрана (у даљем тексту: ДЕ) појавила се потреба да се уместо режима са минималном потрошњом и максималном производњом, посматра режим у ком постоји највећа разлика између произведене електричне енергије ДЕ и потрошње посматраног конзума.

Поступак формирања модела мреже за карактеристичне режиме, за које се проверавају критеријуми прикључења електрана на ДСЕЕ, има својих слабих тачака, као последица грешке улазних величина о оствареним снагама потрошње и неизвесности прогнозе снаге (производње и потрошње) за будући период.

Међутим, пре ступања на снагу одредби Закона о изменама и допунама Закона о енергетици [2] и Закона о изменама и допунама Закона о коришћењу обновљивих извора енергије [3] (у даљем тексту: Закон о КОИЕ), којима се ограничава да укупна активна снага која се предаје из ДСЕС у ПСЕС у једној ТС није већа од 16 MW (у даљем тексту: ограничење 16 MW) неизвесност у погледу тачности улазних података није се могла негативно одразити на моделовање мреже и резултате прорачуна, у смислу потенцијалног угрожавања рада ЕТ у ТС 110/x kV (у даљем тексту: ТС 110/x). Основни разлог за смањену осетљивост резултата провере критеријума оптерећења ЕТ у ТС 110/x се састоји у томе што су Правилима о раду ДС [1] уведени сигурносни коефицијенти, којима се оптерећивање ЕТ ограничава на вредност која је мања од термички дозвољених вредности оптерећења ЕТ.

Међутим, увођењем ограничења 16 MW, ситуација за ДСЕС се компликује, зато што тако постављено ограничење намеће потребу промене приступа у раду, у смислу да је потребно изменити моделе мреже који се користе при провери оптерећења ЕТ, на начин да критеријум буде мање зависан од тачности улазних података. Сврха овог рада је, између осталог, да се предложи нови приступ моделовања мреже, који би се користио за проверу критеријума ограничења 16 MW.

Иако је ограничење 16 MW дугорочно гледано неодрживо, како због тога што је у директној супротности са основним циљевима енергетске политике, исказаним у Закону о енергетици [4], тако и због неравноправног положаја ДЕ у односу на електране велике снаге које се прикључују на ПСЕС, ЕДС треба да припреми поступак и дефинише начин примене ограничења 16 MW, који ће се примењивати све док су на снази одредбе Закона о изменама и допунама Закона о енергетици [2] и Закона о КОИЕ [3], којима је такво поступање дефинисано.

Треба имати у виду да се, према Закону о КОИЕ, ограничење 16 MW не може примењивати на електране које не користе ВОИЕ, као ни на купце-произвођаче, чиме се ЕДС-у директно намеће кршење тог ограничења као неминовност, са свим последицама које то са собом носи. Због тога је за ЕДС императив да правилно сагледа ефекте ограничења 16 MW, како би се елиминисали ризици од неоправданих трошкова по ЕДС због евентуалног плаћања накнаде за прекорачење наведеног ограничења.

У овом раду је описан досадашњи начин рада у ЕДС на моделовању режима ДСЕС са ангажовањем СЕ, извршена је анализа дневних и годишњих дијаграма производње СЕ, као и анализа активне снаге потрошње. Затим је дат преглед критеријума за проверу оптерећења ТС 110/x и предложена је примена додатног услова за привремена ограничења, која су исказана као ограничење до 5% укупне годишње производње електричне енергије. Након тога су наведене предности и мане предложеног модела и на крају су идентификовани изазови са којима се треба суочити у поступку оперативне имплементације ограничења 16 MW.

2 ДОСАДАШЊИ НАЧИН РАДА У ЕДС НА МОДЕЛОВАЊУ РЕЖИМА ДСЕС СА АНГАЖОВАЊЕМ СЕ

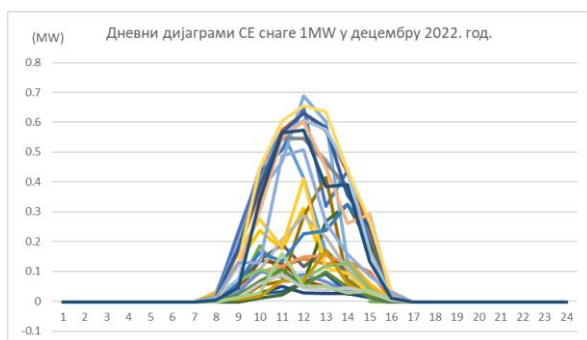
За анализу остварених оптерећења ТС 110/x потребни су подаци о променама у изграђености мреже, променама основног уклопног стања, остварене снаге и енергије, температурни утицаји, итд. У досадашњој пракси су се, у свим режимима за које се проверавају критеријуми прикључења, усвајале остварене вредности потрошње, обично из базне године.

То значи да се усвајала нулта стопа раста потрошње у наредном периоду, чиме се елиминише потреба за примену прогнозних модела, као и за одређивање временског хоризонта над којим се ради анализа. Тиме се елиминише потреба за увођењем претпоставки о очекиваној динамици прикључења електрана за које постоје поднети захтеви или издати акти. На тај начин се моделује нека непозната година у будућности, са нултом стопом промене потрошње у односу на базну годину, чиме се елиминишу неизвесности и спорења око усвајања прогнозних модела и истовремено се иде на страну сигурности по систем.

Важно је уочити да се са прирастом ДЕ на ДСЕЕ отежава утврђивање реалне вредности остварене потрошње у конзуму ТС 110/х, зато што измерена снага у трафо пољима ТС 110/х не представља нето потрошњу. Требало би идентификовати сва мерна места са ДЕ, како она код купаца-произвођача, тако и код електрана произвођача и сатне профиле са тих мерења треба додати на очитане саге у ТС 110/х. Међутим, тренутно стање ТИС и ПИС у ЕДС је такво да детаљан поступак одређивања нето потрошње није могуће спровести у прихватљивом временском року.

3 АНАЛИЗА ДНЕВНИХ ДИЈАГРАМА ПРОИЗВОДЊЕ СЕ

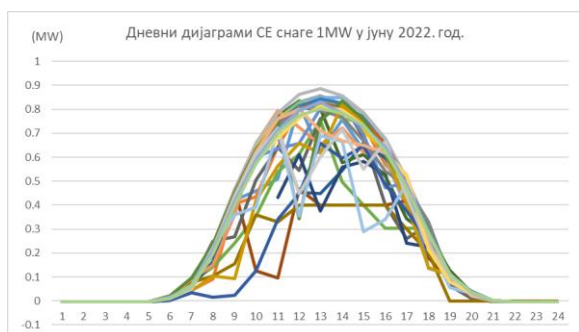
Сprovedена је анализа дневних дијаграма производње једне соларне електране, одобрене снаге 996 kW, која је пуштена у рад 2014. године. Анализирани су дијаграми у 2022. години и приказани су на сликама 1, 2, 3 и 4.



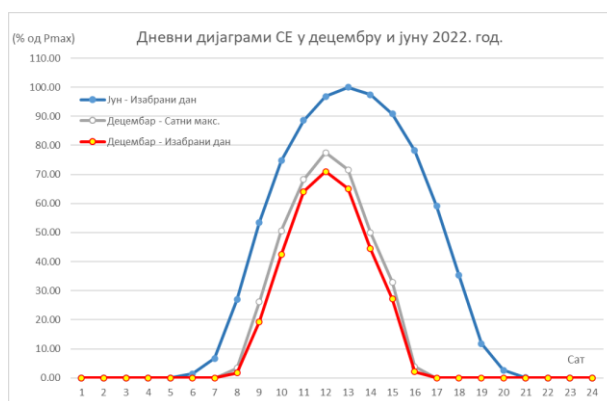
Слика 1:



Слика 2:



Слика 3:



Слика 4:

Са приказаних дијаграма се може уочити следеће:

- Максимална дневна производња се зими достиже у 12. сату, а лети у 13. сату.

- Максимална сатна производња је мања од одобрене снаге, што је последица више фактора. Инсталисана снага панела је била усаглашена са одобреном снагом електране и електрана је у експлоатацији 8 година. Последица таквог стања је да је дијаграм максималне снаге по сатима заобљен и да у околини максимума има облик параболе.
- Постоји велика дисперзија (на ниже) остварених вредности производње у односу на максимално могућу производњу у посматраном сату.
- У летњем и пролећном периоду производња је изнад 97 % максимално могуће снаге у 12, 13. и 14 сату. У 11. и 15. сату производња је око 90 % максимално могуће снаге. У 10. и 16. сату производња је око 80 % максимално могуће снаге.

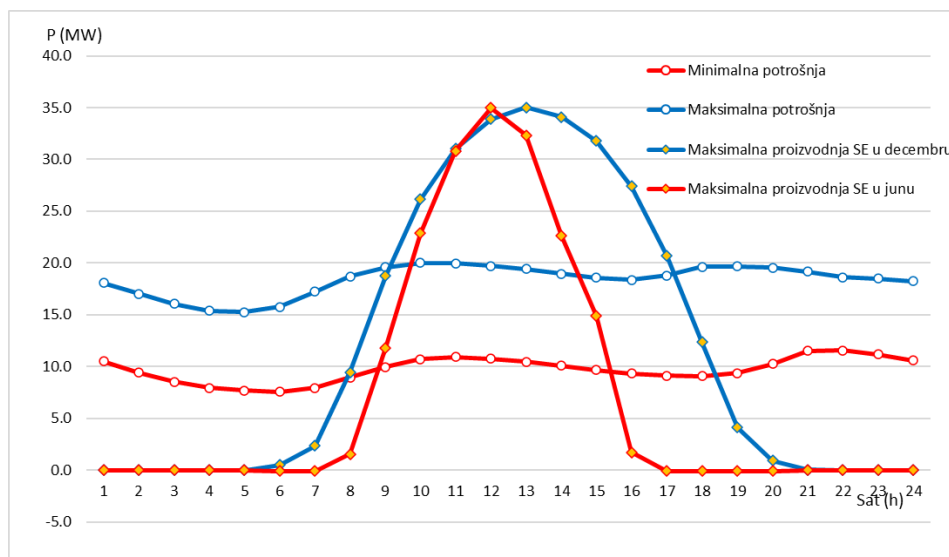
4 МОДЕЛОВАЊЕ ОПТЕРЕЋЕЊА ТС 110/X У ПРИСУСТВУ СЕ

Формиран је модел оптерећења ТС 110/x у присуству СЕ са производњом електричне енергије у идеално сунчаном дану. Дневни дијаграм потрошње је моделован на основу дијаграма конзума ЕДС (преузимање из ПСЕЕ) за два карактеристична дана 2022. године:

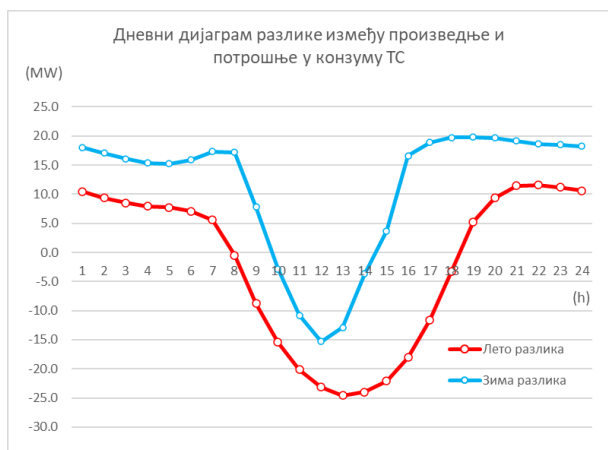
- дан са максималном снагом конзума, 22.01.2022. год.
- нерадни дан, 01.05.2022. год.

Сатне вредности снаге су скалиране тако да је максимална снага потрошње (без утицаја електрана) 20MW. Скалирањем дневног дијаграма ЕДС за 01.05.2022. год, добије се да се максимална потрошња ТС постиже у 22. сату и да износи 11,6 MW. Модели потрошње за карактеристичне дане су приказани на слици 5.

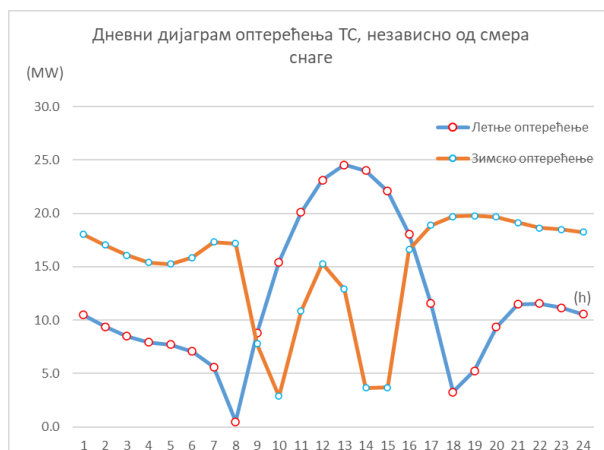
Све електране су моделоване помоћу сумарног дијаграма, као да се ради о једној електрани. Сума одобрених, тј. максималних снага је 35 MW и једнака је и у летњем и у зимском дану. Идеја тако формираног модела је да се добије прекорачење дозвољеног оптерећења ЕТ према критеријуму из Правилима о Раду ДС (за летњи нерадни дан), што за ЕТ снаге 31,5 MVA износи 22,9 MW.



Слика 5: Модел потрошње и производње СЕ у конзуму ТС 110/x



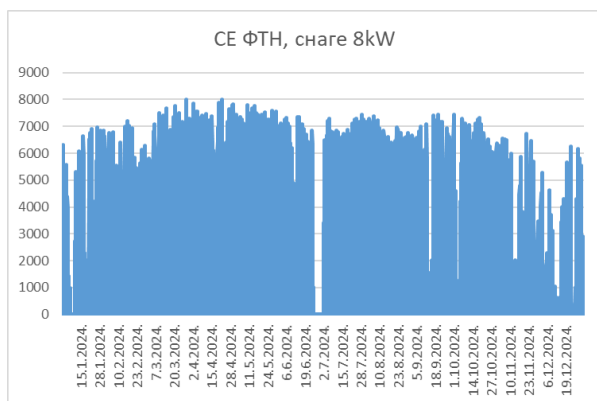
Слика 6:



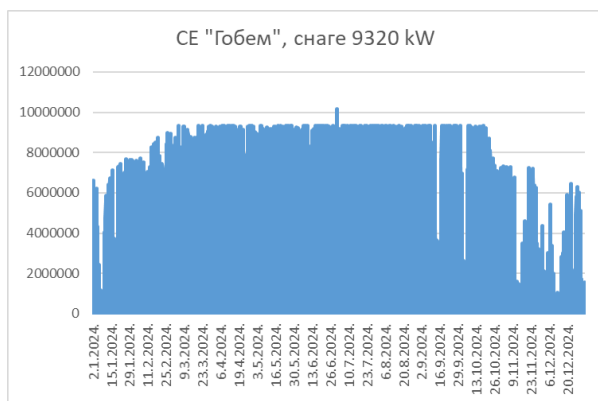
Слика 7:

5 АНАЛИЗА ГОДИШЊИХ ДИЈАГРАМА ПРОИЗВОДЊЕ СЕ

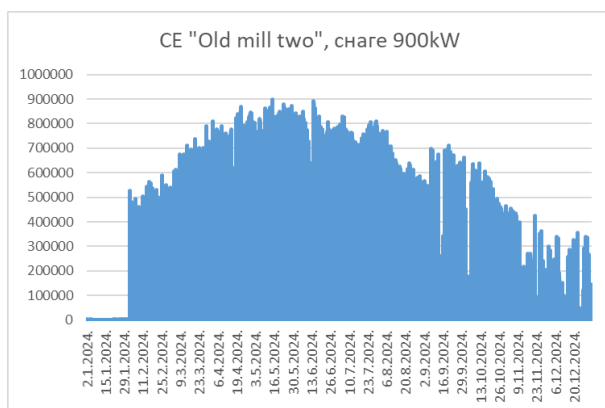
Извршена је анализа годишњих дијаграма производње соларних електрана на подручју ДП Нови Сад у 2024. години.



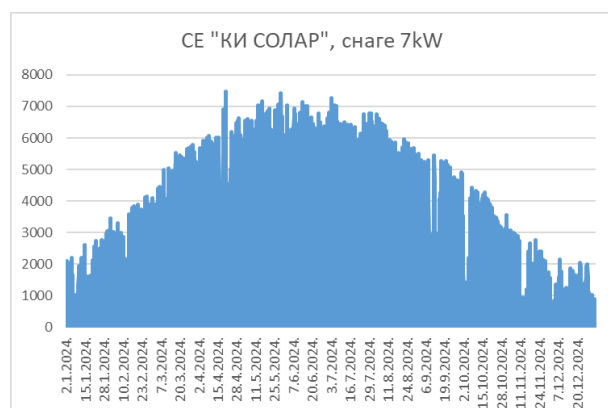
Слика 8:



Слика 9:



Слика 10:



Слика 11:

Са приказаних дијаграма се може уочити следеће:

- Максимална дневна снага производње током године је зависна од начина монтаже панела.

- У СЕ Електрана2 уграђени су панели знатно веће инсталисане снаге од одобрене снаге, због чега се за одобрену снагу добија знатно већа производња електричне енергије. Због тога је Текв за ту електрану 1977 сати.

За већину СЕ максимална снага се достиже у априлу и мају, што је последица угла под којим се монтирају панели. Ова констатација важи уколико инсталисана снага панела није знатно веће од одобрене снаге електране.

6 АНАЛИЗА АКТИВНЕ СНАГЕ ПОТРОШЊЕ У КОНЗУМУ ТС 110/Х

Да би се одредила сатна снага нето потрошње у конзуму ТС 110/х, која се корити у карактеристичним режимима за проверу критеријума прикључења СЕ на ДСЕЕ неопходно је прибавити и обрадити податке о сатним профилима активне снаге:

- сваког ЕТ у ТС 110/х и
- свих електрана у конзуму посматране ТС.

Сабирањем профила снаге у сваком сату добије се профил активне снаге потрошње у конзуму ТС 110/х. У спроведеној анализи извршена је анализа података за 2024. годину и уочене су максималне годишње снаге сваке ТС. Након тога, максималне годишње снаге ТС 110/х су упоређене са максималним годишњим снагама у редовном уклопном стању у периоду 2017-2022. год. На основу дијаграма и на основу поређења са оствареним вредностима у претходним годинама елиминисане су снаге за које се процењује да нису остварена у редовном уклопном стању.

Закључци битни за примену ограничења 16 MW:

1. 2024. год. није имала изразито хладних дана, тако да су максимална зимска оптерећења остварена у условима умерено хладних дана. У летњим месецима су биле екстремне врућине, због којих је у великом броју ТС, нарочито градског типа, годишњи максимум остварен у летњим месецима.
2. Веома пријатно време почетком маја месеца 2024. год, у време нерадних дана, за последицу је имало екстремно ниску потрошњу.
3. За проверу критеријума оптерећења 16 MW меродавна је минимална активна снага која се има у временском интервалу 12-14 сати. Од укупно 63 ТС 110/х у ДП Нови Сад, 12 ТС има минимално оптерећење услед потрошње које је мање од 5 MW, а 20 ТС има минимално оптерећење које је мање од 10 MW, тако да 50% ТС има снагу потрошње која је мања од 10 MW. Само 7 градских ТС има снагу потрошње већу од 16 MW.

Сума стварних вредности минималних (годишњих) активних снага које се имају у временском интервалу 12-14 сати у редовном уклопном стању за све ТС ДП Нови Сад је 651,6 MW, што у просеку износи 10,3 MW, по свакој ТС.

7 ПРЕГЛЕД КРИТЕРИЈУМА ЗА ПРОВЕРУ ТЕРЕЋЕЊА ТС 110/Х

За проверу терећења ТС 110/х користи се неколико критеријума:

1. Укупна активна снага која се предаје из ДСЕЕ у ПСЕЕ у једној ТС не може бити већа од 16 MW (критеријум је дефинисан Законом о КОИЕ и примењује се само на ОИЕ, које нису уграђене код купаца-произвођача).

2. Укупна инсталисана снага електрана које користе ОИЕ и које су прикључене на делу дистрибутивног система повезаног на ДСЦЕЕ, није већа од 80% инсталисане снаге ДС на месту предаје електричне енергије у ДСЦЕЕ (критеријум је дефинисан Законом о КОИЕ и примењује се само на ОИЕ, које нису уграђене код купаца-произвођача).
3. Укупна инсталисана снага електрана које су прикључене у реону ДС 110/х не може бити већа од инсталисане снаге ДС (критеријум ЕДС).
4. Енергетски трансформатори се могу оптеретити до вредности од 80% трајно дозвољеног оптерећења (I_{td}), уважавајући константно оптерећење, при експлоатационим и амбијенталним условима наведеним у Поглављу 4.2 Правила о раду ДС [1] (критеријум из Правила о раду ДС, рад у нормалним погонским условима). Трајно дозвољено оптерећење енергетског трансформатора (I_{td}) се одређује у складу са стандардом о оптерећивању енергетских трансформатора, у складу са стандардом SRPS N.H1.016:1985 [5].
5. Енергетски трансформатори се могу оптеретити до вредности дозвољеног оптерећења (I_d), које се израчунава у складу са стандардом о оптерећивању енергетских трансформатора, SRPS N.H1.016:1985 [5] и на основу утврђених дијаграма потрошње, при нормалној брзини старења изолације и амбијенталним условима наведеним у Поглављу 4.2 Правила [1], уз уважавање експлоатационог стања трансформатора.

Напомена: У стандарду SRPS N.H1.016:1985 [4] је описан рад трансформатора у ванредним условима, са убрзаним старењем изолације. Такав приступ се не примењује у ЕДС.

Сходно Закону о КОИЕ, укупна снага свих електрана, која се израчунава при примени критеријума из тачака 1 и 2, добија се као алгебарски збир свих појединачних модула за производњу електричне енергије који су инсталисани од стране произвођача електричне енергије из ОИЕ и купаца – произвођача на делу ДСЦЕЕ који се напајају из једног мерног места на преносном систему.

Имајући у виду да је у члану 68а Закона о КОИЕ наведено да је оператор дистрибутивног система (у даљем тексту: ОДС) дужан да ограничи прикључење на ДСЦЕЕ електране које користе варијабилне ОИЕ на основу примене критеријума из тачака 1 и 2, јасно је да се та ограничења не примењују приликом провере критеријума прикључења:

- електрана које не користе ОИЕ,
- електрана које користе ОИЕ, које нису варијабилне ОИЕ,
- електрана купца-произвођача,
- електрана било које врсте и начина рада, чији је капацитет мањи од 400 kW (право на приоритетан приступ сходно члану 11, Закона о КОИЕ).

Међутим, нејасно је да ли се критеријуми из тачака 1 и 2 примењују на СЕ и ВЕ којима је условљено обезбеђивање новог капацитета за пружање помоћне услуге секундарне резерве. Наиме, чланом 68а Закона о КОИЕ прописано је да је ОДС дужан да објави на интернет страници обавештење о наступању услова за одлагање поступка прикључења за електране које користе варијабилне ОИЕ, али је у истом члану наведено да се одлагање поступка прикључења ДСЦЕЕ не примењује на оне електране снаге преко 400 kW, које обезбеде нови капацитет за пружање помоћне услуге секундарне резерве, на један од начина који је предвиђен законом.

Другим речима, да ли СЕ, које имају (ће имати) капацитет за пружање услуге секундарне резерве, и даље спада у групу ВОИЕ или не? Такође, нејасно је да ли се критеријуми из тачака 1 и 2 примењују на активне купце.

Такође, треба уочити да у Закону о КОИЕ постоји контрадикторност у вези третмана електрана на ОИЕ снаге до 400 kW. Наиме, члану 68а Закона о КОИЕ је дефинисано да је ОДС дужан да ограничи прикључење на ДСЕЕ електране које користе варијабилне ОИЕ, ако су нарушени критеријуми из тачака 1 и 2, док су у члану 68б те електране изузете од одлагања прикључења на дистрибутивни систем, услучају да анализа адекватности Електромереже Србије, а.д. Београд (у даљем тексту: ЕМС), која је саставни део плана развоја ПСЕЕ, укаже на ризике по сигуран рад електроенергетског система услед недостатка резерве за балансирање система.

8 ДОПУНА ОГРАНИЧЕЊА 16 MW ПРЕМА ИЗМЕНАМА И ДОПУНАМА ЗАКОНУ О ЕНЕРГЕТИЦИ

На основу претходно изложених чињеница и констација, закључено је да треба увести нови модел режима за проверу критеријума прикључења електрана у сврху примене ограничења 16 MW. При томе, треба имати у виду да је ступањем на снагу Измена и допуна Закона о енергетици [2] примена ограничења 16 MW допуњена на следећи начин:

1. Ако студија прикључења електране покаже да је ограничење 16 MW нарушено, за електрану произвођача се предвиђа примена привремених ограничења снаге у току рада електране, за која ОДС није дужан да плати финансијску надокнаду произвођачу.

2. Привремена ограничења снаге из претходне тачке се могу применити на посматрану електрану произвођача, под условом да на годишњем нивоу ограничење производње електране не прелази 5% укупне годишње производње.

3. ОДС је дужан да надокнади штету оператору преносног система и корисницима преносног система, уколико преда активну снагу из једне трансформаторске станице ДСЕЕ у ПСЕЕ у износу већем од 16 MW.

С обзиром да се, како је претходно напоменуто, ограничење 16 MW не примењује на велики број електрана, неопходно је уважити очекивани пораст снаге оних електрана које се, због масовности и неизвесности динамике појављивања, не могу експлицитно квантификовати. Због тога се предлаже да се користи метод компарације са другим државама у којима је процес изградње ДЕ и њихово прикључење на ДСЕЕ раније започео у односу на РС.

9 ПОРЕЂЕЊЕ СТАЊА ПЕНЕТРАЦИЈЕ СЕ У РС СА ДРУГИМ ДРЖАВАМА

У РС је на крају 2024. године на ДСЕЕ било прикључено 4135 СЕ, укупне снаге 173 MW. За поређење је најпре искоришћен пример Словеније. На основу дијаграма који приказује раст броја СЕ у Словенији и њихову снагу, закључује се да РС касни за Словенијом око 10 година. Ако се узме у обзир чињеница да је Словенија око 4 пута мања од РС, ако би РС у некој години у будућности достигла словеначки ниво пенетрације СЕ из 2023. године, РС би требала да има око 200.000 мерних места са соларним електранама.



Слика 12: Број мерних места и инсталисана снага СЕ у Словенији у периоду 2016-2023. год.

Друго поређење је извршено са стањем у Француској у 2024. години. Француска је око 10 пута већа од РС без Косова и Метохије и има око 10 пута већи број становника (и корисника ДС).

У 2024. години у Француској је било 1,45 милиона електрана, појединачне снаге мање од 250 kW, чија је укупна инсталисана снага око 12.000 MW (12 GW). Ако би РС једног дана достигла Француску у погледу пенетрације СЕ, уважавајући да је РС око 10% Француске по броју становника, то би значило да би РС једног дана имала 1.200 MW снаге СЕ на НН.

У РС је максимална потрошња на нивоу од 5.400 MW, од чега је по грубој процени, 30%, градског, а 70% приградског и руралног конзума. Прогнозирана снага од 1.200 MW ДЕ на НН мрежи, која чини 32% потрошње који није градски конзум, може у једном моменту неутралисати ту ванградску потрошњу, у време када постоји максимална производња у СЕ (потрошња летњег нерадног дана). Ако би се описана производња СЕ на НН мрежи равномерно расподелила на око 150 ТС 110/х, које нису чисто градског типа, добило би се око 8 MW снаге СЕ по једном таквом трафо реону.

У следећем кораку, потребно је прогнозировать остале електране, које се прикључују на СН и на које се не може применити ограничење прикључења од 16 MW, нити им се може одбити прикључење по том критеријуму. У те електране спадају електране произвођача снаге веће од 160 kW и мање од 400 kW (приоритетан приступ), електране снаге веће од 400 kW, које не користе ОИЕ и електране активних купаца снаге веће од 160 kW.

Напомена: Треба уважити чињеницу да према важећим мрежним правилима, електранама типа А (снаге мање од 400 kW) ОДС не може ограничити производњу, већ то може да се примени само на електране типа Б и Ц.

Може се претпоставити да би у конзуму сваке ТС 110/х, у просеку могло да се појави по 50 СЕ, просечне снаге од 200 kW (снаге веће од 160 kW и мање од 400 kW). На око 150 ТС, које нису чисто градског типа, укупно би се добило 7500 таквих СЕ, укупне снаге 1.500 MW. Овакав број СЕ није у пропорцији са стањем у Француској у 2024. години, али би увођење ове претпоставке имало битан позитиван ефекат по ДСЕЕ у РС (у контексту актуелних законских прописа). Наиме, увођењем прогнозе будућих електрана по моделу 8 MW на НН и 10 MW на СН, за које важи да се не могу применити привремена ограничења, долази се до вредности од 18 MW снаге електрана по ТС, што је веће од ограничења од 16 MW, које је прописано Законом о КОИЕ.

Остварење такве прогнозе би за последицу имало да ЕДС треба да предвиди привремена ограничења за све електране које нису прикључене на ДСЕЕ и које припадају типу Б или Ц, а на које се привремена ограничења могу применити, под условом да се у студији покаже да је ограничење 16 MW нарушено.

10 ПРИМЕНА ДОДАТНОГ УСЛОВА ЗА ПРИВРЕМЕНА ОГРАНИЧЕЊА, 5% УКУПНЕ ГОДИШЊЕ ПРОИЗВОДЊЕ - ТЕОРИЈСКИ СЦЕНАРИО

Законска одредба којом се дозвољава прикључење електране, у случају да је нарушено ограничење 16 MW потискивања снаге у ПСЕЕ (ограничење 16 MW), отвара следећи проблем, којег треба решити: колика укупна снага електрана може бити прикључена на ДСЕЕ, са применом привремених ограничења снаге, под условом да на годишњем нивоу ограничење производње тих електрана не прелази 5% укупне годишње производње?

Да би се дошло до одговора на то питање неопходно је увести претпоставке, ради поједностављења проблема. Посматра се трафо реон ТС 110/x без потрошње, са једном виртуелном електраном.

Треба одредити максималну (одобрену) активну снагу електране, тако да електрична енергија, која није произведена, износи тачно 5% годишње производње. Нпр, ако је укупна снага електране 18 MW, очигледно је да у свим временским интервалима у којима је снага производње већа од 16 MW, треба редуковати производњу на 16 MW. Да би се одредила енергија која није произведена због ограничења, неопходно је анализирати реалне податке о производњи СЕ на годишњем нивоу у РС.

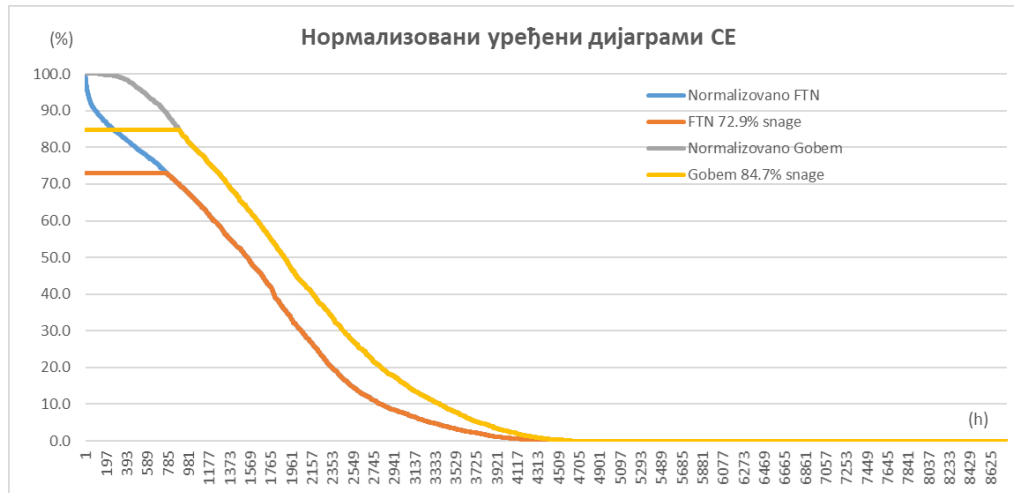
Напомена: Треба имати у виду да, када почне примена привремених ограничења, неће бити могуће тачно израчунати електричну енергију, која није предата у ДСЕЕ због примене привремених ограничења. Разлог за то је једноставан. С једне стране, та енергија се не може измерити, ако се заиста негде не потроши, а са друге стране, неизвесност производње електричне енергије из варијабилног извора због временских услова не дозвољава да се неиспоручена електрична енергија довољно тачно унапред предвиди. Стога остаје да се процена неиспоручене електричне енергије изврши на основу статистичких података о оставреној производњи електричне енергије у протеклом периоду, електрана које су прикључене на ДСЕЕ.

Извршена је нормализација уређених годишњих дијаграма производње, тако да је одобрена снага једнака 100%. Затим је извршено одсецање снаге на начин да део електрична енергије изнад одсечка износи тачно 5%..

Уочено је да се добијају различите вредности снаге која се може ограничити. СЕ Електрана 1 се може ограничити на 72,9 %, док се СЕ Електрана 2 може ограничити на 84,7 % одобрене снаге. Са слике 8 се може уочити да СЕ Електрана 1 има усаглашену инсталисану снагу панела са снагом инвертора и одобреном снагом, док се на слици 9 уочава да СЕ Електрана 2 има знатно већу инсталисану снагу панела од одобрене снаге електране. На основу доступних података установљено је да је инсталисана снага панела СЕ Електрана 2 1,5 пута већа од одобрене снаге електране, с тим да се помоћу инвертора врши ограничење снаге предаје у ДСЕЕ на одобрену вредност.

На основу приказаног једноставног модела се закључује да је око 75% одобрене снаге најнижа вредност снаге која се може увести као привремено ограничење, а да се при том не прекорачи услов 5% произведене електричне енергије.

Та констатација важи под условом да електрана има усаглашену инсталисану снагу панела са снагом инвертора и са одобрену снагом. То даље значи да се у конзуму ТС може прикључити максимално 20 MW, за које ће као трајна мера бити предвиђено ограничење снаге на вредност од 16 MW, када год то прекорачење наступи. Тиме је потпуно одређена укупна снага виртуелне електране, која се може прикључити у конзуму ТС 110/х. При томе се подразумева да је потрошња у конзуму посматране ТС анулирана прогнозираном неуправљивом производњом ДЕ.



Слика 13: Нормализовани дијаграми са ограничењем снаге по услову 5% електричне енергије

Другим речима, привремена ограничења, која се уводе у случају да је гранична вредност од 16 MW прекорачена, неће имати значајнији позитиван ефекат на додатно прикључење електрана, зато што суперпонирано ограничење од 5% укупне годишње вредности произведене електричне енергије омогућава прикључење од приближно 25% додатних инсталисаних капацитета, што чини око 4 MW активне снаге у конзуму посматране ТС.

11 ПРИМЕНА ДОДАТНОГ УСЛОВА ЗА ПРИВРЕМЕНА ОГРАНИЧЕЊА, 5% УКУПНЕ ГОДИШЊЕ ПРОИЗВОДЊЕ - ПРАКТИЧНИ СЦЕНАРИО

Извесно је да је у пракси ситуација доста сложенија у односу на опис из претходне тачке:

- На ДСЕЕ су већ прикључене електране, на које се не могу применити привремена ограничења. Примера ради, ТС 110/х Алибунар већ има потискивање снаге у ПСЕЕ у износу од око 14 MW. С обзиром да постоји константан прираст прикључења електрана купаца-произвођача, може се очекивати да ће потискивање снаге у тој ТС ускоро прекорачити 16 MW и без прикључења нових електрана произвођача.
- Пракса показује да велики потрошачки конзуми не гарантују сами по себи да до потискивања снаге у ПСЕЕ неће доћи. Примери су ТС Нови Сад 5 и ТС Нови Сад 4, које имају велики градски потрошачки конзум, максималне снаге око 55 MW, а у којима се појавило потискивање производње из ДЕ, релативно мале снаге.
- Извесно је да пенетрација СЕ на ДСЕЕ у РС неће достићи ниво садашње пенетрације у Француској у блиској будућности.

Због тога ће постојати притисак на ДСЕЕ да се максимално користе могућности прикључења великих СЕ, без уважавања прогнозе производње како је предложено у овом раду, што ће за последицу имати да ЕДС у једном моменту неће моћи ограничити снагу потискивања на законску вредност и следстено томе постојаће висок ризик да ће ЕДС плаћати накнаду штете, у складу са законом.

Стога ЕДС треба да предузме све расположиве мере да се спречи или минимизује пласман снаге у ПСЕЕ преко вредности од 16 MW, као импертив. У претходној тачки приказан је теоријски приступ примене додатног услова за привремена ограничења, који се односи на ограничење произведене електричне енергије електране произвођача, која може да се лимитира. У том приказу посматрано је коначно стање, у ком је достигнут лимит, дефинисан Законом о енергетици, али при томе није разматрано како се до тог стања може доћи.

Табела 1: Потискивање снаге из ДСЕЕ у ПСЕЕ у ДП Нови Сад

	ЈАН.	ФЕБ.	МАР.	АПР.	МАЈ	ЈУН	ЈУЛ	АВГ.	СЕП.	ОКТ.	НОВ.	ДЕЦ.	ГОДИШЊИ	
ТС 110/x	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	Pmax 15-min (kW)	датум и време
Алибунар	11,977	10,331	11,730	13,138	14,238	13,112	13,913	11,546	14,036	14,124	12,698	9,671	14,238	1.5.2024. 4:00
Врбас 1										5,896	4,664		5,896	23.10.2024. 13:00
Вршац 1	1,232		88		1,056	88				2,552			2,552	9.10.2024. 2:45
Кијинда 2										44	528	22	528	27.11.2024. 5:45
Кула	1,584	1,936	3,168	4,224	4,840	4,488	3,872	3,432	4,158	3,982	946	220	4,840	7.5.2024. 3:00
Нова Црња								5,456	5,887	4,866	4,074	1,901	5,887	30.9.2024. 13:45
Нови Сад 2			4	4			29						29	23.7.2024. 2:15
Нови Сад 4					1,197								1,197	17.5.2024. 1:45
Нови Сад 5	5,808		440	1,320	1,672	88			1,320	1,584	880		5,808	1.1.2024. 13:30
Нови Сад 9					22	22		22					22	27.5.2024. 13:30
Србобран			11	11	11	45					11		45	6.6.2024. 16:45
Темерин								396	726	66	1,496		1,496	7.11.2024. 11:15

У том смислу важно је уочити да је законом прописано да „студија прикључења мора да садржи и привремена ограничења снаге у току рада електране, за која ОДС није дужан да плати финансијску надокнаду произвођачу, ако студија покаже да би прикључењем електране у одређеним временским интервалима ОДС укупну активну снагу из ДСЕЕ предао у ПСЕЕ у износу већем од оног прописаног законом којим се уређује коришћење обновљивих извора енергије“. Може се тумачити да ЕДС може применити привремена ограничења, само у на оне електране које узрокују нарушавање ограничења 16 MW.

Да би се сагледала практична примена одређивања електрана на које се могу променити привремена ограничења, може посматрати конкретан пример. Претпоставимо да је за електрану А1 рађена студија прикључења и да је добијено да ће њеним прикључењем из ДСЕЕ у ПСЕЕ бити инјектирано 15,5 MW. То значи да за електрану А1, као и све електране за које постоје урађене студије прикључења или су издата РОП (укључујући и прикључене електране) не могу бити примењена привремена ограничења снаге.

Када се након израде студије прикључења за електрану А1 појави нови захтев за израду студије прикључења за електрану А2, рецимо снаге 1 MW, ограничење 16 MW ће бити нарушено, што значи да за електрану А2 треба применити привремена ограничења. Међутим, рачуница показује да због услова од 5% по годишњој енергији за ту електрану може да се примени ограничење снаге на вредност 0,75 MW, што значи да није могуће прикључити електрану снаге 1 MW, већ се може прикључити електрана снаге 0,66 MW.

Може се закључити да цитирана одредба из Закона о енергетици не омогућава практичну примену привремених ограничења, зато што није могућа њихова примена на све електране, већ само на оне које узрокују прекорачење ограничења 16 MW. Стога се може констатовати да снага која се може ограничити (привремена ограничења) зависи, не само од услова 5% по енергији, већ и од разлике између лимита за потискивање у ПСЕС (16 MW) и суме снага електрана којима је већ дато право на прикључење, како је приказано на конкретном примеру. С обзиром да је у погледу критеријума за прикључење електрана у конзуму трафо реона „ограничење 16 MW“ најкритичнији услов, та разлика се може означити као „расположиви капацитет“ посматраног трафо реона.

Треба имати у виду да је законом предвиђено да се студије раде у тачно одређеним временским интервалима у току године, тзв. „прозорима“, што ће узроковати да више електрана истовремено наруше ограничење 16 MW. Међутим, та чињеница не мења битно смисао изнетих закључака у погледу вредности снаге електрана које се могу прикључити, са применом привремених ограничења.

12 ПРЕДНОСТИ И МАНЕ ПРЕДЛОЖЕНОГ МОДЕЛА

Шта су предности предложеног модела за примену ограничења 16 MW:

1. Минимизира се ризик од плаћања финансијске накнаде произвођачу због увођења привремених мера смањења снаге производње, у складу са законом.
2. Минимизира се ризик од плаћања надокнаде за штету оператору преносног система и корисницима преносног система, у случају прекорачења ограничења 16 MW, у складу са законом.
3. Елиминише се осетљивост резултата провере критеријума од грешке улазних података.
4. Поједностављење модела мреже који се корисити у поступку провере критеријума ограничења 16 MW.
5. Елиминише се неизвесност у погледу коинцидирања максималне производње СЕ са испадима потрошње или ванредним укупним стањима у којима су вредности снаге потрошње мање од снаге у редовном укупном стању (хавариска или резервна укупних стања, прерасподеле терета,...)

Шта су мане предложеног модела:

1. У затеченим околностима ограничење 16 MW је изазов са којим се суочава ЕДС. ЕДС ће морати да изда негативно РОП, ако је ограничење 16 MW нарушено и ако је услов по годишњој производњи енергије достигнут, чак и услучају да за електрану, постоји грађевинска дозвола.
2. Извесно је да постоје ТС 110/х у којима ће ињектирање у преносни систем бити веће од 16 MW. Прекорачење снаге ће наступити у ТС где је сума снага прикључених електрана и електрана за које су издата РОП већа од збира граничне снаге (16 MW) и потрошње у 14. сату летрњег нераног дана, у редовном укупном стању. Треба идентификовати такве ТС 110/х и припадајуће електране, извршити процену ризика од прекорачења снаге са и без привремених мера и на основу тога донети одлуку о начину поступања у тим случајевима.

Постоји ризик да ће поједини инвеститори прибећи већ добро познатој методи дељења једног пројекта на више мањих пројеката, тј. „подвлачењу“ под границу од 400 kV, односно, неку другу границу за коју се ЕДС определи.

13 ИЗАЗОВИ СА КОЈИМА СЕ ТРЕБА СУОЧИТИ

Иако је поступак примене привремених ограничења на ДЕ, на начин како је дефинисано Законом о енергетици дугорочно (па и краткорочно) неодржив, може се претпоставити да је концепт примене привремених ограничења неизбежан у ДСЕЕ РС и да ће у неком тренутку у будућности ЕДС морати да почне са њиховом применом, за неке реалне потребе и будуће услове рада ДСЕЕ. Привремена ограничења се већ примењују у другим државама са великом пенетрацијом ДЕ, али је њихова сврха везана за потребу да се елиминишу реална загушења у ДСЕЕ или ПСЕЕ, која угрожавају сигуран рад система, а не да се поштују превентивна административна ограничења, за која се не може установити да имају било какав штетан утицај на ПСЕЕ или ДСЕЕ, као што је случај са „ограничењем 16 MW“.

С обзиром да је ниво пенетрације ДЕ у РС веома низак, да је мањи од 10% максималне потрошње конзума РС, ЕДС има шансу да се благовремено припреми за оперативно спровођење привремених или оперативних ограничења. Разлика у терминима у Закону о енергетици (привремених или оперативних) одражава суштински различит смисао увођења, тј. примене тих ограничења снаге на ДЕ, али је њихово оперативно спровођење у реалном времену, ангажовањем техничких ресурса, идентично. Процес увођења и примене привремених ограничења треба разложити на три активности:

1. Планска активност: Идентификација електрана на које ће се примењивати поступак привремених ограничења.
2. Припрема за оперативну примену привремених ограничења.
3. Оперативна примена привремених ограничења.

Планска активност се састоји из два корака:

- 1.1. Припрема: Разрада и усвајање модела мреже, на основу ког ће се вршити једнообразна провера критеријума за прикључење електране на ДСЕЕ (у овом раду је дат један предлог модела мреже).
- 1.2. Спровођење: Идентификација електрана на које ће се примењивати поступак привремених ограничења. Ова активност се извршава у поступку израде Студије прикључења. За идентификоване електране обавеза примене привремених ограничења се констатује у Студији, Условима за пројектовање и прикључење и РОП-у.

У погледу оперативне примене привремених ограничења неопходно је обавити припремне активности, које се састоје у следећем:

- 2.1. Моделовање система привремених ограничења. Овај аспект подразумева да се осмисли и моделује цео оперативни поступак спровођења привремених ограничења, првенствено на оне објекте који су идентификовани у тачки 1.2, а по указаној потреби и на друге објекте. Треба јасно дефинисати материјалне ресурсе, критеријуме, протоколе, хардверску и софтверску подршку, организацију процеса унутар ЕДС, као и кадровске ресурсе и персоналне улоге. У овом кораку треба дефинисати и финансијска средства која ЕДС треба да издвоји за ту намену.

- 2.2. Представљање модела система привремених ограничења. Ова активност би могла да се реализује на начин да се осмишљени концепт (модел) предочи другим субјектима, пре свега Агенцији за енергетику РС, МРЕ и ЕМС.
- 2.3. Спровођење набавке добара и услуга за реализацију пилот пројекта.
- 2.4. Надоградња постојећег система даљинског управљања ЕДС према утврђеном плану и на основу стања на терену, након чега се спроводи иницијално тестирање система на изабраном примеру (пилот пројекат).

Након спровођења наведених активности прелази се на оперативну примену привремених ограничења у реалном времену, са надзором процеса и извештавањем о ефектима примене.

14 ЗАКЉУЧАК

Ступањем на снагу Измена и допуна Закона о енергетици [2] и Измена и допуна Закона о коришћењу обновљивих извора енергије [3] уведене су значајне измене поступка прикључења дистрибуираних електрана на ДСЕЕ. Поред процедуралних и формално-правних промена тог поступка, које су уведене у циљу превазилажења проблема загушења захтевима у поступку прикључења електрана произвођача (тзв. „виртуелна сатурација“) уведене су и промене у области техничких критеријума за прикључење електрана на ДСЕЕ. Показало се да највећи утицај на могућности прикључења електрана на ДСЕЕ има ограничење потискивања снаге из ДСЕЕ у ПСЕЕ. Наиме, укупна активна снага која се предаје из дистрибутивног система у преносни систем у једној трансформаторској станици не може бити већа од 16 MW. Ако студија прикључења покаже да је тај услов нарушен, за електрану произвођача се предвиђа примена привремених ограничења снаге у току рада електране, под условом да на годишњем нивоу ограничење производње електране не прелази 5% укупне годишње производње електричне енергије. Тај услов се у овом раду

У овом раду су анализиране могућности за теоријску и практичну примену привремених ограничења снаге на дистрибуиране електране, првенствено у погледу теоријске и практичне примене додатног услова, који се односи на суперпонирано ограничење годишње производње електричне енергије. У циљу минимизације ризика од додатних трошкова за ЕДС, као последица увођења наведених ограничења, у раду је предложен нови модел за прогнозу производње електричне енергије дистрибуираних електрана и наведене су идентификоване предности и мане предложеног модела.

15 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила о раду дистрибутивног система ("Службени гласник РС" бр. 71/2017) са изменама и допунама (06.02.2019)
- [2] Закон о изменама и допунама Закона о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 94/24)
- [3] Закон о изменама и допунама Закона о коришћењу обновљивих извора енергије („Сл. гласник РС“ бр. 40/21, 35/23)
- [4] Закон о енергетици („Сл. гласник РС“ бр. 145/14, 95/18-др.Закон 40/21, 35/23 - др. закон, 62/23, 94/24)
- [5] SRPS N.H1.016:1985 - Енергетски трансформатори - Оптерецивање уљних трансформатора