



Мрежни кодекс

Април 2025. године

1. Садржај

1. Садржај.....	2
2. Увод	6
3. Рјечник и дефиниције.....	9
3.1 Акроними и скраћенице	9
3.2 Дефиниције	10
4. Кодекс планирања развоја.....	21
4.1 Индикативни план развоја производње	21
4.1.1 Билансирање нових производних објеката и СЗС	22
4.1.2 Динамика израде Индикативног плана развоја производње	22
4.2 Дугорочни план развоја преносне мреже.....	23
4.2.1 Критерији за израду Дугорочног плана развоја преносне мреже	23
4.2.2 Израда и садржај Дугорочног плана развоја преносне мреже	24
4.3 Процјена стабилности система	25
4.4 Подаци планирања	25
5. Прикључење на преносну мрежу	27
5.1 Услови за прикључак на преносну мрежу	27
5.2 Уговор о прикључку, Уговор о кориштењу преносне мреже и Споразум о управљању	27
5.2.1 Уговор о прикључку	27
5.2.2 Елаборат о подешењу заштита	28
5.2.3 Уговор о кориштењу преносне мреже	28
5.2.4 Споразум о управљању	28
5.3 Пуштање у погон ВН постројења и прикључка којег гради Корисник	29
5.4 Пуштање у погон објекта корисника	29
5.4.1 Сагласност за привремени погон	29
5.4.2 Сагласност за трајни погон	31
5.4.3 Тестирање усаглашености	31
5.5 Искључење са преносне мреже.....	31
5.5.1 Поновно прикључење	32
5.5.2 Добровољно искључење	32
5.6 Телекомуникације и SCADA	32
5.6.1 Телекомуникације	32
5.6.2 SCADA	33
6. Технички захтјеви за прикључење	34

6.1 Општи захтјеви за прикључење	34
6.1.1 Квалитет електричне енергије.....	34
6.1.2 Заштита	34
6.1.3 Уземљење.....	35
6.1.4 Нивои струја кратких спојева	35
6.1.5 Постројења и уређаји	36
6.1.6 Подфреквентни релеји	36
6.1.7 Прикупљање и размјена података у реалном времену	36
6.2 Прикључење потрошње на преносну мрежу.....	37
6.2.1 Подручје примјене	37
6.2.2 Општи захтјеви у погледу фреквенције	38
6.2.3 Општи захтјеви у погледу напона	38
6.2.4 Захтјеви у погледу кратког споја.....	38
6.2.5 Захтјеви у погледу реактивне снаге.....	39
6.2.6 Захтјеви у погледу заштите	40
6.2.7 Захтјеви у погледу регулације.....	40
6.2.8 Размјена информација	40
6.2.9 Искључење и поновно укључење потрошње	41
6.2.10 Квалитет електричне енергије.....	41
6.2.11 Симулациони модели	42
6.2.12 Управљање потрошњом	42
6.3 Захтјеви за прикључење произвођача електричне енергије	44
6.3.1 Подручје примјене	44
6.3.2 Општи захтјеви за производне модуле типа А	45
6.3.3 Општи захтјеви за производне модуле типа Б	48
6.3.4 Додатни захтјеви за синхрони производни модул типа Б	52
6.3.5 Додатни захтјеви за модул електроенергетског парка типа Б.....	52
6.3.6 Општи захтјеви за производне модуле типа Ц.....	53
6.3.7 Додатни захтјеви за синхрони производни модул типа Ц	61
6.3.8 Додатни захтјеви за модул електроенергетског парка типа Ц	62
6.3.9 Општи захтјеви за производне модуле типа Д.....	64
6.3.10 Додатни захтјеви за синхроне производне модуле типа Д.....	67
6.3.11 Додатни захтјеви за модул електроенергетског парка типа Д	67
6.4 Захтјев за прикључење једносмјерних (HVDC) система	68
6.4.1 Подручје примјене	68

6.4.2 Општи захтјеви за прикључење HVDC система	68
6.4.3 Захтјеви у погледу регулације реактивне снаге и одржавања напона	73
6.4.4 Захтјеви у погледу регулације	79
6.4.5 Захтјеви у погледу заштитних уређаја и подешења	80
6.4.6 Захтјеви у погледу поновне успоставе електроенергетског система	81
6.4.7 Захтјеви за једносмјерно прикључене ЕЕП модуле	81
6.4.8 Размјена информација и координација	81
6.5 Захтјеви за прикључење система за складиштење електричне енергије	83
6.5.1 Подручје примјене	83
6.5.2 Категоризација система за складиштење	84
6.5.3 Захтјеви за СЗС типа А	84
6.5.4 Захтјеви за СЗС типа Б	87
6.5.5 Захтјеви за СЗС типа Ц	88
6.5.6 Захтјеви за СЗС типа Д	90
7. Оперативни кодекс.....	92
7.1 Планирање	92
7.1.1 Предвиђање потрошње и производње.....	92
7.1.2 Планирање застоја.....	93
7.1.3 Дневни распореди	95
7.1.4 Краткорочна и средњерочна адекватност, D2CF модели	95
7.1.5 DACF и IDCF модели	95
7.1.6 Управљање загушењима.....	96
7.2 Управљање преносним системом	96
7.2.1 Одржавање фреквенције.....	97
7.2.2 Одржавање напона и испорука реактивне снаге.....	98
7.2.3 Сигурност рада преносног система	99
7.2.4 Диспечерски налози, упуте и комуникације	99
8. Кодекс мјера у непредвиђеним ситуацијама	100
8.1 План одбране од поремећаја.....	100
8.1.1 Контрола потрошње	100
8.1.2 Ресинхронизација острва	102
8.1.3 Вишеструки инциденти у систему	103
8.2 Обнова рада система након распада.....	103
8.2.1 План обнове рада електроенергетског система	103
8.3 Обука	104

9. Кодекс мјерења	105
9.1 Општи захтјеви	105
9.2 Дефинисање тачака и параметара мјерења	106
9.2.1 Дефинисање тачака мјерења	106
9.2.2 Параметри мјерења	106
9.3 Инсталација за мјерење	108
9.3.1 Мјерни трансформатори	108
9.3.2 Мјерила (бројила)	108
9.3.3 Чување података	108
9.3.4 Заштита инсталација за мјерење	109
9.3.5 Приступ подацима	109
9.4 Тестирање и баждање инсталација за мјерење	109
9.4.1 Мјерила (бројила)	109
9.4.2 Мјерни трансформатори	110
9.4.3 Уређаји за чување података	110
9.5 Грешке мјерила (бројила)	110
9.6 Регистар мјерења	110
9.7 Обрачунска база података	111
9.7.1 Приступ подацима и прикупљање података у обрачунску базу података	112
9.7.2 Замјена података	112
9.7.3 Приступ подацима и сигурност	112
10. Општи услови	113
10.1 Необавезујуће смјернице ENTSO-E	113
10.1.1 Необавезујуће смјернице за provedбу	113
10.1.2 Праћење	113
10.2 Измјене и допуне Мрежног кодекса	113
10.3 Тумачење Мрежног кодекса	114
10.4 Незаконитост и дјелимична неправоваљаност	114
10.5 Одредбе о спору	114
10.6 Процедура прављења изузетака	115
10.7 Непредвиђене околности	116
10.8 Прелазне и завршне одредбе	116
11. Прилог 1.	117
12. Прилог 2.	118
12.1 Стандардни подаци планирања	118

2. Увод

“Закон о преносу, регулатору и оператору система електричне енергије у Босни и Херцеговини” („Службени гласник БиХ“, бр. 7/02 и 13/03, 76/09 и 1/11 у даљем тексту Закон о преносу ел. енергије), “Закон о оснивању Независног оператора система за преносни систем у Босни и Херцеговини” („Службени гласник БиХ“, број 35/04, у даљем тексту Закон о НОС-у) и “Закон о оснивању компаније за пренос електричне енергије у Босни и Херцеговини” („Службени гласник БиХ“, бр. 35 /04 , 76/09 и 20/14 у даљем тексту Закон о Електропреносу БиХ) дефинишу улоге и одговорности Државне регулаторне комисије за електричну енергију (у даљем тексту: ДЕРК), Независног оператора система (у даљем тексту: НОСБиХ-а) и Електропреноса БиХ у електроенергетском систему Босне и Херцеговине.

Надлежност НОСБиХ-а за припремање и усвајање Мрежног кодекса произилази из члана 5. став 5.3. Закона о преносу ел. енергије и члана 7. став 6. Закона о НОС-у. Мрежни кодекс:

- (1) Дефинише минимум техничких и оперативних захтјева за повезивање у јединствен електроенергетски систем директно прикључених производних јединица, директно прикључених купаца на преносну мрежу и дистрибутивних система унутар БиХ.
- (2) Утврђује оперативне процедуре и принципе међусобних односа НОСБиХ-а, Електропреноса БиХ и Корисника преносне мреже у БиХ и то у нормалним и поремећеним условима рада електроенергетског система (ЕЕС).
- (3) Има за циљ да омогући развој, одржавање и управљање преносном мрежом у складу са правилима ENTSO-E и позитивном европском праксом у овој области.
- (4) Повезан је и усклађен са Тржишним правилима и одговарајућим правилницима који се односе на прикључак и кориштење преносне мреже БиХ.
- (5) У складу са горе наведеним законима, НОСБиХ има искључиву надлежност и овлаштење за обављање сљедећих активности:
 - надзор и управљање радом преносне мреже у Босни и Херцеговини напонских нивоа 400, 220 и 110 kV. Функције управљања појединим елементима преносне мреже, посебним споразумом, НОСБиХ може пренијети на Електропренос БиХ.
 - даљинска контрола уређаја који су неопходни за управљање радом преносне мреже у реалном времену
 - даљинско читавање мјерних уређаја неопходних за управљање балансирањем тржиштем и поравнањем
 - давање упута балансно одговорним странама у циљу постизања планираног програма размјене и анулирања дебаланса
 - усклађивање и одобравање планираних искључења елемената преносне мреже и производних објеката
 - одобравање и контрола транзита преко преносне мреже уз уважавање техничких ограничења

- комуникација, размјена података и координација свих активности са операторима сусједних система, ENTSO-E контролног блока и ENTSO-E
 - припрема, односно утврђивање Индикативног плана развоја производње
 - преглед, одобравање, директна ревизија и објављивање Дугорочног плана развоја преносне мреже;
 - набавка помоћних и пружање системских услуга.
- (6) Свака активност непосредно везана за трансформаторе 110/x kV у надлежности је Електропреноса БиХ.
- (7) НОСБиХ и Електропренос БиХ сарађују и координирају активности у вези са свим питањима која се односе на примјену и провођење горе наведених закона и овог Мрежног кодекса, те осталим питања везаним за ефикасно функционирање, одржавање, изградњу и ширење преносне мреже.
- (8) За све техничке услове који нису експлицитно дефинисани Мрежним кодексом, НОСБиХ се може позвати на уредбе Европске комисије прилагођене правном оквиру Енергетске заједнице, као и међународне стандарде и препоруке:
- IEC (Internacional Electrotechnical Commission)
 - EN (European Standards)
 - CENELEC (European Committee for International Standardisation)
 - ISO (International Organization for Standardisation)
 - CIGRE (Conference Internationale des Grands Reseaux Electriques)
 - IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
 - ENTSO-E
 - Уредба Комисије (ЕУ) 2016/631 од 26.8.2016. о успостављању мрежних правила за захтјеве за прикључивање произвођача електричне енергије на мрежу
 - Уредба Комисије (ЕУ) 2016/1388 од 17.8.2016. о успостављању мрежних правила за прикључење потрошње
 - Уредба Комисије (ЕУ) 2016/1447 од 26.8.2016. о успостављању мрежних правила за захтјеве за прикључивање на мрежу система за пренос једносмјерном струјом високог напона и једносмјерно прикључених модула електроенергетског парка
 - Примјеном уредби (ЕУ) 2016/631, (ЕУ) 2016/1388 и (ЕУ) 2016/1447 осигуравају се поштени услови тржишног такмичења на унутрашњем тржишту електричне енергије, сигурност система и интеграција обновљивих извора енергије те олакшава трговина електричном енергијом на транспарентан и недискриминаторан начин.
 - Захтјеви који се односе на произвођача су дефинисани у складу са прилагођеном Уредбом за прикључење произвођача (ЕУ) 2016/631. У циљу што бољег функционисања ЕЕС-а БиХ, поред захтјева за прикључење на преносни систем на напонске нивое ≥ 110 kV, дефинисани су захтјеви и параметри од системског значаја и за производне модуле који се прикључују на напонске нивое < 110 kV .

Обавеза ОДС-а у ЕЕС-у БиХ је да прилагоде регулативу која се односи на прикључење производних модула (типови А, Б и Ц) у складу са захтјевима и параметрима дефинисаним у овом Мрежном кодексу.

3. Рјечник и дефиниције

3.1 Акроними и скраћенице

У Мрежном кодексу следећи акроними и скраћенице ће имати следеће значење:

AAC	већ додијељени преносни капацитет (<i>Already Allocated Capacity</i>)
aFRR	аутоматска резерва за успоставу фреквенције (<i>Automatic Frequency Restoration Reserve</i>)
AMR	аутоматско читање бројила (<i>Automated Meter Reading</i>)
АПУ	аутоматско поновно укључење
ATC	расположиви преносни капацитет (<i>Available Transmission Capacity</i>)
БАС	институт за стандардизацију Босне и Херцеговине
БиХ	држава Босна и Херцеговина
САХ	вриједност прекограничне размјене која укључује нетирање
СЕТ	средњоевропско вријеме (<i>Central European Time</i>)
D2CF	модел за прогнозу загушења два дана унапријед
ДЦ НОСБиХ	Диспечерски центар НОСБиХ-а
ДЦ ОП	Диспечерски центар оперативног подручја Електропреноса БиХ
ДЕРК	Државна регулаторна комисија за електричну енергију
ЕС	Европска комисија (<i>European Commision</i>)
ЕЕС	електроенергетски систем
ESS	скуп процедура за израду, размјену и достављање дневних распореда (<i>ETSO Scheduling System</i>)
ЕН	европска норма
ENTSO-E	Европско удружење оператора преносних система за електричну енергију (<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>);
FRR	резерва за обнову фреквенције (<i>Frequency Restoration Reserves</i>)
FCR	резерва за одржавање фреквенције (<i>Frequency Containment Reserves</i>)
ХЕ	хидроелектрана
HVDC	ВН прикључак једносмјерних система (<i>High Voltage Direct Current</i>)
IC	идентификациони код мјерне тачке (<i>Identification Code</i>)
IEC	Међународна електротехничка комисија (<i>International Elektrotechnical Commission</i>)
IDCF	модел за прогнозу загушења унутар дана

LFSM-O	ограничен фреквентни осјетљив начин рада – надфреквентни (<i>Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency</i>)
LFSM-U	ограничен фреквентни осјетљив начин рада – подфреквентни (<i>Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency</i>)
mFRR	мануелна /ручна резерва за успоставу фреквенције (<i>Manual Frequency Restoration Reserve</i>)
НОСБиХ	Независни оператор система у БиХ
NTC	нето преносни капацитет (<i>Net Transfer Capacity</i>)
HMT	напонски мјерни трансформатор
ОДС	оператор дистрибутивног система
ОММ	обрачунско мјерно мјесто
RR	замјенска резерва (<i>Replacement Reserve</i>)
SCADA/EMS	систем за надзор, управљање и прикупљање података/систем за управљање енергијом (<i>Supervisory Control and Data Acquisition/ Energy Management System</i>)
CH	средњи напон
CMT	струјни мјерни трансформатор
SVC	статички VAR компензатор (<i>Static VAR Compensator</i>)
SOC	стање напуњености (<i>State of Charge</i>)
CЗС	систем за складиштење електричне енергије
TE	термоелектрана
TRM	маргина преносне поузданости (<i>Transmission Reliability Margin</i>)
TTC	укупни преносни капацитет (<i>Total Transfer Capacity</i>)
ВЕ	вјетроелектрана
ВН	високи напон

3.2 Дефиниције

Сљедеће ријечи и изрази из Мрежног кодекса ће, осим ако то контекст другачије не захтијева, имати сљедећа значења:

Појам	Тумачење
Активна енергија	мјера производње или потрошње активне снаге уређаја интегралне у одређеном времену. Изражена је у киловатсатима (kWh), мегаватсатима (MWh) или гигаватсатима (GWh)

Активна снага	реална компонента привидне снаге, обично изражена у киловатима (kW) или мегаватима (MW)
Аутоматско подфреквентно растерећење	дјелимично искључење потрошње које се постиже дјеловањем подфреквентних релеја
Аутоматско поновно укључење ДВ (АПУ)	уклоп прекидача без ручне интервенције (аутоматски) након његовог искључења услед дјеловања заштите
Black start	способност покретања производне јединице без вањског напајања властите потрошње Процедуру за повратак у нормално стање након потпуног или дјелимичног распада електроенергетског система иницира НОСБиХ или субјекат којег овласти НОСБиХ.
Директно прикључени купац	купац чије су прикључне тачке на 110 kV напону или вишем напонском нивоу
Диспечер	особа овлаштена за издавање диспечерских налога и упута
Диспечерска упута	препорука оперативног особља НОСБиХ-а у циљу координације и хармонизације активности на повећању безбједности погона, превенције режима који систем могу да доведу у стање смањене безбједности и нарушених параметара експлоатације
Диспечерски центар НОСБиХ-а (ДЦ НОСБиХ)	локација са које се управља преносном мрежом регулационог подручја БиХ
Диспечерски налог	извршни захтјев оперативног особља надлежног ДЦ-а који се односи на провођење манипулација склопним апаратима у објектима преносне мреже, кориштење ресурса помоћних услуга према важећим споразумима, омогућавање сигурног и стабилног функционирања погона ЕЕС-а, те провођење процедура у фази рестаурације ЕЕС-а
Дистрибутивни систем	систем електроенергетских мрежа СН и НН, које се простиру од мјеста разграничења са преносном мрежом, односно од мјеста прикључења електрана до мјеста прикључења крајњих купаца, те прикључке, опрему, уређаје и осталу инфраструктуру неопходну за његово функционирање
Дневни распоред	програм производње, размјене и потрошње електричне енергије у тачно дефинисаним временским интервалима
Дугорочни план развоја преносне мреже	десетогодишњи план развоја преносне мреже који израђује Електропренос БиХ

Дуготрајни прекид/искључење	планирани застој који траје дуже од три (3) дана
Елаборат	елаборат техничког рјешења прикључка којим се дефинише начин и услови прикључења објекта корисника на преносну мрежу
Електрана	постројење за претварање примарне енергије у електричну енергију
Електрана са могућношћу за Black start	електрана која је код НОСБиХ-а регистрована као електрана која има барем једну производну јединицу способну за Black start
Електроенергетска мрежа	елементи електроенергетског система који се користе у функцији преноса (110 kV и више) и дистрибуције електричне енергије
Електроенергетски биланс БиХ	документ који садржи планове потрошње, производње, набавке и испоруке електричне енергије и снаге у БиХ, процјену губитака на преносној мрежи, као и процјене потребе за помоћним услугама. Израђује се за период од годину дана са мјесечном динамиком.
Електропренос БиХ	компанија основана у складу са Законом о оснивању компаније за пренос електричне енергије у БиХ
Елемент постројења купца	недјелив скуп уређаја који садржава опрему којом власник постројења купца или оператор затвореног дистрибутивног система може активно управљати, било појединачно или заједнички као дио скупа постројења купца путем треће стране
Фактор снаге	однос активне и привидне снаге
Фактор земљоспоја	однос ефективне вриједности напона здраве фазе према земљи током kVAра и ефективне вриједности напона прије kVAра Овај однос мора бити увијек већи од 1 и функција је односа директне и нулте реактансе.
Фликер	ефекат на људски вид при промјени освјетљења расвјетног тијела Појава настаје као посљедица промјене нивоа и учесталости овојнице напона напајања расвјетног тијела.
Фреквенција	број циклуса наизмјеничне струје у секунди изражен у херцима (Hz)
Фреквентни осјетљив начин рада	начин рада производног модула при ком се излазна активна снага мијења као одзив на промјену фреквенције система тако да помаже повратак фреквенције на задату вриједност
Главно мјерило (бројило)	мјерни уређај који мјери токове активне и реактивне енергије на обрачунском мјерном мјесту (мјесто преузимања или предаје) у преносној мрежи

Годишњи план застоја	план искључења елемената електроенергетског система ради застоја који је одобрио НОСБиХ Састоји се од Плана искључења елемената преносне мреже и Плана искључења елемената објекта корисника.
Идентификацијски код мјерне тачке (IC)	јединствени алфанумерички код за сваку мјерну тачку
IEC стандард	стандард који је одобрила Међународна електротехничка комисија
Индикативни план развоја производње	десетогодишњи план развоја производње који израђује НОСБиХ
Инерција генератора	својство ротора генератора да задржи своје стање једноличног ротационог кретања и замах ако се не примијени вањски обртни момент
Инсталирана снага производног модула	максимална снага коју производни модул може у континуитету производити у нормалним радним условима
Интерконективни вод	вод којим је електроенергетски систем БиХ спојен са електроенергетским системом сусједне земље
Испад	непланирани прелаз мрежног елемента или производне јединице из погонског стања у ванпогонско стање
Карактеристика U-Q/P_{max}	карактеристика којом се приказује способност производње реактивне снаге производног модула у условима промјењивог напона на мјесту прикључења
Компензацијски рад	рад синхроног генератора без примарног покретача за динамичку регулацију напона производњом или апсорпцијом реактивне снаге
Корисник	свако физичко или правно лице или више удружених правних лица која предају или преузимају електричну енергију и чији су објекти физички прикључени на преносну мрежу, као и свако физичко или правно лице, или више удружених правних лица, чији ће објекти бити прикључени на преносну мрежу
Краткотрајни прекид/искључење	планирани застој елемента преносне мреже који траје три дана или мање

Критериј сигурности (n-1)	критериј којим се осигурава да једноструки испад било којег елемента преносне мреже (вод, интерконективни вод, мрежни трансформатор, производна јединица) не смије довести до нарушавања нормалног погонског стања Не односи се на испаде сабирница или испаде са заједничким поводом.
Лиценцирана страна	субјекат који има лиценцу у складу са правилима регулаторних комисија
Маргина поузданости преноса (TRM)	маргина сигурног преноса која се уводи због неопходности стварања сигурне границе у циљу регулације и уважавања несигурности у погледу стања ЕЕС-а и сценарија као и у погледу прецизности података и примијењених рачунарских метода и модела Могућност преноса исказује се заједно за све интерконективне (спојне) водове између два сусједна прикључена регулациона подручја, унутар одређеног периода, те за сваки од оба смјера преноса.
Мјере у непредвиђеним ситуацијама	мјере које се предузимају у условима поремећеног погона и које су дефинисане Кодексом мјера у непредвиђеним ситуацијама
Мјерни трансформатор	општи назив за струјне мјерне трансформаторе, напонске мјерне трансформаторе и комбиноване мјерне трансформаторе
Мјесто прикључења	мјесто на којем се врши примопредаја електричне енергије на преносну мрежу
Модул електроенергетског парка	једна или скуп производних јединица (вјетроелектрана или соларна електрана) које производе електричну енергију чији прикључак на мрежу је асинхрон или преко уређаја енергетске електронике те има једну тачку прикључка према преносном, дистрибутивном или затвореном дистрибутивном систему
Мртва зона фреквентног одзива	интервал који се намјенски употребљава за деактивирање регулације фреквенције
Мртва зона регулатора	намјерно постављен опсег на регулатору турбине унутар кога нема резултирајуће промјене у позицији регулационих вентила у регулационом систему брзине/оптерећења
Нацрт локације	нацрти припремљени за сваку локацију прикључка
Надлежни оператор система	оператор преносног система или оператор дистрибутивног система (ОДС) на чији систем су прикључени или ће бити прикључени производни модули, постројење купца или дистрибутивни систем

Напонски мјерни трансформатор (НМТ)	трансформатор који се користи са мјерилима или заштитним уређајима у којима је напон у секундарном намотају у оквиру прописаних лимита грешке, пропорционалан напону и фази у примарном намотају
Неосјетљивост фреквентног одзива	инхерентна карактеристика регулационог система која се одређује као најмања величина промјене фреквенције или улазног сигнала која изазива промјену излазне снаге
Нето преносни капацитет (НТС)	најбоље процијењена граница могућег преноса снаге размјене између два регулациона подручја Усклађен је са безбједносним стандардима, узимајући у обзир техничке неизвјесности будућих услова у мрежи.
Независни оператор система у БиХ (НОСБиХ)	компанија основана у складу са Законом о оснивању независног оператора система за преносни систем у БиХ
Објављено мрежно ограничење	ограничење система које утврђује и објављује НОСБиХ један (1) дан прије подношења дневног распореда
Објекат корисника	производни или потрошачки објекат у власништву корисника који је преко ВН постројења или директно повезан на преносну мрежу
Обрачунска база података	база података за коју је надлежан НОСБиХ и у којој су смјештени мјерни и обрачунашки подаци
Обрачуно мјерно мјесто (ОММ)	стварна или виртуелна локација у којој се обрачунавају енергетске величине (енергија или снага) за корисника мреже. Мјерно мјесто може бити физичко бројило (физичко мјерно мјесто) или обрачунашка формула над читањима физичких бројила (виртуелно мјерно мјесто).
Одобрени дневни распоред	дневни распоред који је одобрио НОСБиХ, а примјењује се за одговарајући дан и обавезујући је за балансно одговорну страну која га је поднијела
Одржавање напона	системска услуга којом се напон одржава у декларисаним границама
Оператор дистрибутивног система	енергетски субјекат одговоран за рад, управљање, одржавање и развој дистрибутивног система на одређеном подручју и његово повезивање са другим системима
Оптерећење	снага коју потрошачки уређаји или корисник преузима из преносне мреже Оптерећење не треба поистовјећивати са потрошњом.

Острво	дио ЕЕС-а који је галвански одвојен од главног ЕЕС-а
План обнове рада ЕЕС-а	план који прави и одржава НОСБиХ за периоде током којих су укупни електроенергетски систем БиХ или његови дијелови дисконектовани из система ENTSO-E, а којим ће се назначити цјелокупна стратегија обнове електроенергетског система
План одбране од поремећаја	план који садржи све техничке и организационе мјере за спречавање ширења или погоршавања инцидента у ЕЕС-у
Планирани прекид	планирано искључење преносног елемента или објекта корисника које координира НОСБиХ
Погонски дијаграм производне јединице	дијаграм који дефинише лимите способности рада производне јединице у MW и MVAг у нормалним околностима
Помоћна услуга	све услуге, осим производње и преноса електричне енергије, које се пружају НОСБиХ-у с циљем осигуравања системских услуга
Помоћно напајање енергијом	независни извор електричне енергије којим се може покренути производна јединица без вањског напајања
Поремећај	непланирани догађај који може узроковати поремећеност погона
Поремећени погон	стање у којем су сви купци снабдијевени, при чему су евидентни неки или сви испод наведени поремећаји: - Граничне вриједности напона и фреквенције нису одржане. - Могућа су преоптерећења производних јединица и елемената мреже. - Критериј сигурности (n-1) није испуњен.
Постројење купца	постројење које троши електричну енергију и прикључено је на најмање једном мјесту прикључења на преносни или дистрибутивни систем Дистрибутивни систем и/или помоћна напајања производног модула не сматрају се постројењем купца.
Правила и стандарди ENTSO-E	правила и стандарди дефинисани у Оперативном приручнику ENTSO-E и сва остала правила, стандарди или препоруке које је одобрио и објавио ENTSO-E
Преносна мрежа	елементи ЕЕС-а који се користе у функцији преноса електричне енергије и снаге на напонском нивоу 110 kV и вишем

Прикључак	скуп водова, опреме и уређаја за пренос електричне енергије којима се објекат корисника директно или путем ВН постројења повезује на преносну мрежу
Привидна снага	роизвод напона (у волтима) и струје (у амперима) Састоји се од реалне компоненте (активне снаге) и имагинарне компоненте (реактивне снаге) и обично се изражава у киловолтамперима (kVA) или мегаволтамперима (MVA).
Процедуре за помоћне услуге	пратећи документ Тржишних правила (погледати www.nosbih.ba)
Процес обнове фреквенције (aFRR и mFRR)	централизована аутоматска регулација, односно ручна регулација, функција која регулира производњу у регулационом подручју како би се контрола размјене електричне енергије преко интерконективних далековаода одржала унутар постављених ограничења те да би се фреквенција система, у случају одступања, вратила у задате вриједности
Процес одржавања фреквенције (FCR)	процес који одржава баланс између производње и потрошње у мрежи, кориштењем турбинског регулатора. То је аутоматска децентрализована функција регулатора турбине чији циљ је прилагођавање производње генератора као одговор на промјену фреквенције у синхроној зони
Производни модул	синхрони генератор или модул електроенергетског парка
Произвођач	физичко или правно лице које је власник електране
Пролазак кроз стање кvara	способност производних модула да остану прикључени на мрежу и раде током трајања пропада напона изазваних поремећајима у преносној мрежи
Распад система	потпун или дјелимичан распад система Потпуни распад подразумијева испад са преносне мреже свих производних јединица, безнапонско стање свих постројења и престанак напајања свих потрошача. Дјелимични распад система подразумијева одвајање једног његовог дијела, при чему су у том дијелу система посљедице исте као и код потпуног распада.
Расположиви преносни капацитет (ATC)	износ нето преносног капацитета (NTC) који је још расположив за комерцијалне трансакције, тј. позитивна разлика између NTC-а и већ додијељеног преносног капацитета (AAC)
Растеређење	смањење оптерећења на контролисан начин искључивањем потрошача

Реактивна енергија	мјера производње или потрошње реактивне снаге уређаја интегралне у одређеном времену Изражена је у киловарсатима (kVArh), мегаварсатима (MVArh), или гигаварсатима (GVArh).
Реактивна снага	магинарна компонента привидне снаге која се обично изражава у киловарима (kVAr) или мегаварима (MVAr)
Регистар мјерења	документ који дефинише начин обрачунавања енергетских величина Овај регистар укључује информације везане за мјерну инсталацију, податке о типу и техничкој спецификацији опреме, ревизији и баждарењу, те специфичне податке о локацији, итд.
Регулација фреквенције	мјере које се предузимају за одржавање или враћање вриједности фреквенције система у задате оквире
Регулација напона	мјере за одржавање напона система унутар датог опсега на различитим чворним тачкама у мрежи
Регулациони блок	једно или више регулационих подручја која сарађују ради регулације фреквенције и снаге размјене у оквиру ENTSO-E
Регулационо подручје	дио интерконектованог система ENTSO-E (обично се поклапа са територијом компаније или државе, физички разграничено позицијом тачака мјерења размијењене енергије са остатком интерконектованог система), којим управља један оператор система, са стварним токовима и контролисаним производним јединицама прикљученим у оквиру регулационог подручја Регулационо подручје може бити дио регулационог блока који има властиту потчињену контролу у хијерархији аутоматске регулације фреквенције.
Резерва за обнову фреквенције (FRR)	перативна резерва која се активира у циљу обнове фреквенције до номиналне вриједности и враћања баланса на планирану вриједност синхроног подручја које се састоји од више регулационих подручја Користи се за потребе и аутоматске, и ручне регулације.
Резерва за одржавање фреквенције (FCR)	оперативна резерва за константно спречавање одступања фреквенције од номиналне вриједности у циљу континуираног одржавања балансне снаге у цијелој синхроној области Активира се аутоматски за потребе одржавања фреквенције.
Ризик од поремећаја у систему	сазнање да постоји ризик од великог и озбиљног поремећаја укупног преносног система или дијела преносне мреже на основу којег НОСБиХ издаје упозорење корисницима који могу бити угрожени

Систем мјерења	све компоненте и уређаји који су инсталирани или постоје између сваке тачке мјерења и базе података мјерења Ово укључује и инсталацију за мјерење, све пратеће комуникационе линкове, хардвер и софтвер неопходне за функције сакупљања мјерења, те сву опрему за обраду података.
Систем за складиштење енергије	електрични систем састављен од једне или више јединица за складиштење електричне енергије способних за складиштење и испоруку електричне енергије у једну тачку прикључења
Складиштење електричне енергије	значи одгађање коначне употребе електричне енергије до тренутка каснијег од оног у којем је произведена или претварање електричне енергије у облик енергије који се може одгођено користити и накнадно претварање такве енергије у електричну енергију или њена употреба у другом облику. Складиштење електричне енергије не односи се на пумпне хидроелектране.
Синхрони производни модул	недјељив скуп уређаја који производи електричну енергију тако да су фреквенција напона на генератору и фреквенција мрежног напона у сталном синхронизму
Снабдјевач	субјекат који посједује лиценцу за снабдијевање купаца електричном енергијом
Средњоевропско вријеме (СЕТ)	службено вријеме у Босни и Херцеговини
Стабилизатор електроенергетског система	додатна могућност аутоматског регулатора напона производног модула која служи за пригушивање осцилација снаге
Стабилност на мале поремећаје (статичка стабилност)	способност система или производног модула да успостави и одржава стабилан рад након малог поремећаја
Статизам	однос промјене фреквенције у стационарном стању и резултујуће промјене излазне активне снаге у стационарном стању изражен у постоцима. Промјена фреквенције изражава се у односу на називну фреквенцију, а промјена активне снаге у односу на максималну снагу или стварну активну снагу у тренутку достизања одговарајућег прага. Статизам се изражава у процентима.
Струјни мјерни трансформатор (СМТ)	трансформатор који се користи са мјерним или заштитним уређајима у којима је струја у секундарном намотају у оквиру граница прописане грешке, пропорционална и у фази са струјом у примарном намотају

Тачка мјерења	тачка у којој се мјери примопредаја електричне енергије
Тестови усаглашености	процедуре испитивања усаглашености производних објеката са техничким захтјевима Мрежног кодекса (www.nosbih.ba)
Транзијентна стабилност	способност електроенергетског система да одржи синхронизам након великог поремећаја (у смислу врсте, мјеста и трајања тог поремећаја) Систем је нестабилан ако само једна његова производна јединица код таквог поремећаја изгуби синхронизам.
Уговор о прикључку	уговор између Електропреноса БиХ и корисника којим се уређују услови прикључења на преносну мрежу
Укупни преносни капацитет	укупни износ снаге који се може размијенити између дијелова интерконеције, а да не буде угрожена сигурност ЕЕС-а и интерконеције
Упозорење на ограничење у систему	упозорење које издаје НОСБиХ; да систем ради у отежаним условима који могу проузроковати одређено ограничење
Уредба	уредба Европске комисије прилагођена правном оквиру Енергетске заједнице
Већ додијељени преносни капацитет (ААС)	укупан износ додијељених права преноса, било да су капацитети или програми размјене, зависно од методе додјељивања
Виртуелна инерција	могућност модула електроенергетског парка да замијени учинак инерције синхроног производног модула.
ВН постројење	високонапонско постројење које се састоји од високонапонске опреме и уређаја који су у функцији преноса електричне енергије ВН постројење обухвата сабирнице, далеководно поље, трансформаторско поље и/или мјерна поља напонског нивоа 110 kV и више.
Затворени дистрибутивни систем	дистрибутивни систем који електричну енергију дистрибуише унутар географски ограничене индустријске или трговачке локације или локације са заједничким услугама и који не снабдијева купце из категорије домаћинстава, осим за мали број домаћинстава која се налазе унутар подручја које систем опслужује и која су запослењем или на сличан начин у вези са власником система

4. Кодекс планирања развоја

- (1) Овај кодекс обухвата израду Индикативног плана развоја производње, Дугорочног плана развоја преносне мреже и Процјену стабилности система, а примјењује се на НОСБиХ, Електропренос БиХ, ОДС-е и кориснике.

Овим кодексом су прецизирани подаци који се користе приликом планирања развоја.

4.1 Индикативни план развоја производње

- (1) НОСБиХ је надлежан за израду Индикативног плана развоја производње.
- (2) Циљ Индикативног плана развоја производње је да пружи информацију о најављеним пројектима изградње нових производних капацитета на преносној мрежи. Индикативни план развоја производње треба да приоритетно укаже на могућности задовољавања потреба Босне и Херцеговине у електричној енергији и снази на бази кориштења властитих ресурса, уважавајући следеће елементе планирања:
- одређивање потреба у производним капацитетима за покривање вршног терета ЕЕС-а БиХ на преносној мрежи
 - одређивање потреба у производним капацитетима за задовољење потражње за електричном енергијом ОДС-а и купаца прикључених на преносну мрежу
 - одређивање потреба у производним капацитетима уз уважавање одобрене вриједности инсталиране снаге за модуле електроенергетског парка (вјетроелектране/соларне електране)
 - потребне оперативне резерве у снази
 - билансне суфиците и дефиците.
- (3) Индикативни план развоја производње анализира динамику реализације планова производње и потрошње у електроенергетском сектору у Босни и Херцеговини.
- (4) Индикативни план развоја производње обухвата период од десет (10) година. Утврђивање Индикативног плана развоја производње се ради на бази података које достављају корисници. Актуелизација Индикативног плана развоја производње се врши сваке године.
- (5) Индикативни план развоја производње садржи:
- А) максимум и минимум потрошње електричне енергије у Босни и Херцеговини у протеклом периоду и процјене потреба у електричној енергији за сваку од година у периоду који је предмет планирања
 - Б) три сценарија раста потрошње у наредних 10 година (нижи, базни и виши) на основу информација о очекиваном развоју потрошње електричне енергије које су доставили ОДС-и и корисници те на основу властитих анализа
 - В) величину и структуру производних капацитета који могу задовољити снагу и потрошњу у планском периоду, број и структуру производних капацитета за које се очекује да ће бити ван погона већи дио године због капиталних ремонта

- Г) тренутне расположиве производне капацитете и оне који ће се изградити, реконструисати или трајно изаћи из погона у посматраном планском периоду (тип електране, инсталирани капацитет, планирана годишња производња, врста горива, планирана година пуштања у рад, почетак и завршетак реконструкције, година изласка из погона)
- Д) утицај изградње вјетроелектрана и соларних електрана
- Е) осврт на планове развоја ЕЕС-а на регионалном нивоу, укључујући приједлоге изградње нових интерконективних водова и њихов утицај на вриједности прекограничних капацитета.

4.1.1 Билансирање нових производних објеката и СЗС

- (1) Билансирање нових производних објеката се ради:
 - за вјетроелектране и соларне електране:
 - на основу важећих Улова за прикључак на преносну мрежу које је корисник прихватио и
 - одговарајуће потврде надлежне институције ентитета да је електрана унутар максималне снаге прихвата са становишта могућности регулације сустава.
 - за све остале производне објекте, на основу важећих Улова за прикључак на преносну мрежу које је корисник прихватио.
- (2) Билансирање система за складиштење електричне енергије се ради на основу важећих Улова за прикључак на преносну мрежу које је корисник прихватио
- (3) НОСБиХ води Регистар билансираних корисника из реда производних објеката и СЗС. Регистар се објављује и ажурира на званичној веб страници НОСБиХ-а.
- (4) Упис у Регистар, нових корисника, врши се на основу Правилника о вођењу регистра билансираних корисника којег усваја НОСБиХ.
- (5) Евентуални додатни критерији за билансирање дефинишу се у Индикативном плану развоја производње.

4.1.2 Динамика израде Индикативног плана развоја производње

- (1) Динамика израде Индикативног плана развоја производње за плански период чији почетак почиње у години Г :
 - А) НОСБиХ објављује позив за достављање података почетком новембра у Г-2.
 - Б) Корисници достављају податке НОСБиХ-у до краја децембра у Г-2.
 - В) НОСБиХ, до краја априла у Г-1, Индикативни план развоја производње доставља ДЕРК-у на одобрење.
- (2) НОСБиХ ће, након одобрења ДЕРК-а, Индикативни план развоја производње објавити на својој веб страници.

4.2 Дугорочни план развоја преносне мреже

- (1) Електропренос БиХ је надлежан за израду Дугорочног плана развоја преносне мреже.
- (2) Циљ Дугорочног плана развоја преносне мреже је да на основу Индикативног плана развоја производње (базни сценарио) и других релевантних докумената, благовремено дефинише потребна појачања постојећих и изградњу нових објеката преносне мреже како би се осигурао непрекидан пренос електричне енергије. Тиме се омогућује правовремено осигурање потребних средстава и покретање процедура за изградњу и реконструкцију елемената преносне мреже. Електропренос БиХ ће приликом израде Дугорочног плана развоја преносне мреже водити рачуна и о развојним плановима ОДС-а.
- (3) Електропренос БиХ израђује Дугорочни план развоја преносне мреже за наредних 10 година. Актуелизација Дугорочног плана развоја преносне мреже врши се сваке године.
- (4) Електропренос БиХ је одговоран за реализацију Дугорочног плана развоја преносне мреже.

4.2.1 Критерији за израду Дугорочног плана развоја преносне мреже

- (1) Преносна мрежа мора бити планирана тако да дугорочно омогући сигуран и поуздан пренос електричне енергије захтијеваног квалитета.
- (2) Полазна основа за израду Дугорочног плана развоја преносне мреже су актуелна оптерећења елемената преносне мреже у режимима максималне и минималне потрошње на преносној мрежи. Дугорочни план развоја преносне мреже узима у обзир планирани пораст потрошње на мрежи преноса, ангажовање производних капацитета који су прикључени или ће бити прикључени (билансно укључени производни капацитети из Индикативног плана развоја производње) на преносну мрежу у планском периоду, као и предвиђања оптерећења мреже на регионалном нивоу.
- (3) Саставни дио Дугорочног плана развоја преносне мреже је и процјена потребних финансијских средстава која уважава економске критерије.

4.2.1.1 Критериј сигурности (n-1)

- (1) Критериј сигурности (n-1) се примјењује у планирању развоја преносне мреже напонског нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV.
- (2) Примјена критерија сигурности (n-1) у планирању развоја преносне мреже представља технички оквир за одређивање вриједности оптерећења елемената преносне мреже и напона у чвориштима 110, 220 и 400 kV, у односу на граничне вриједности. Посљедице вишеструких поремећаја који могу настати у преносној мрежи не узимају се у обзир.
- (3) Критериј сигурности (n-1) у преносној мрежи је испуњен ако, након једноструког испада једног од елемената: вода, мрежног трансформатора (400/x kV и 220/x kV), интерконективног вода, као и генератора прикљученог на преносну мрежу:
 - нема трајног нарушавања граничних вриједности погонских величина у преносној мрежи
 - нема прекида снабдијевања електричном енергијом.

- (4) Критериј сигурности (n-1) не примјењује се на испад двосистемског или вишесистемског вода.
- (5) У случају када није могуће постићи пуну преносну моћ елемената преносне мреже због ограничења изазваних уграђеном опремом у постројењима корисника, НОСБиХ и Електропренос БиХ имају право тражити од корисника да изврши замјену такве опреме о свом трошку. НОСБиХ и Електропренос БиХ писменим путем обавјештавају корисника о потреби замјене постојеће опреме и дефинишу рок у којем је неопходно да се изврши замјена.
- (6) У општем случају, на граници преносног и дистрибутивног система мора бити испуњен критериј сигурности (n-1). У случају радијалног прикључка на преносну мрежу једним водом или једним трансформатором 110/x kV, од критерија сигурности (n-1) може се одступити ако је осигурано напајање из средњонапонских мрежа у пуном износу.
- (7) Код планирања прикључка, може се уз сагласност корисника одступити од критерија сигурности (n-1), при чему није дозвољено прикључење на начин да се формира “Т спој” далековода.

4.2.2 Израда и садржај Дугорочног плана развоја преносне мреже

- (1) НОСБиХ је дужан Електропреносу БиХ ставити на располагање податке везане за рад преносног система, који су потребни за планирање развоја преносне мреже.
- (2) ОДС ће, на захтјев, Електропреносу БиХ доставити податке потребне за планирање развоја преносне мреже.
- (3) Стандардне податке планирања морају осигурати нови и постојећи корисници за сваку значајнију измјену на својој мрежи, односно, режиму рада.
- (4) Електропренос БиХ од корисника може захтијевати и друге врсте података потребних за израду Дугорочног плана развоја преносне мреже који нису специфицирани у тачки 0, које је корисник дужан доставити на основу посебног захтјева Електропреноса БиХ.
- (5) Када из године у годину нема промјена података, умјесто да поново доставља податке, корисник може послати писану изјаву којом потврђује да, у односу на претходно раздобље, нема промјена података.
- (6) Динамика израде Дугорочног плана развоја преносне мреже:
 - А) Дугорочни план развоја преносне мреже Електропренос БиХ доставља НОСБиХ-у на преглед, директну ревизију и одобрење.
 - Б) Стручни савјет за ревизију Дугорочног плана развоја преносне мреже формира НОСБиХ. Зависно од резултата ревизије, Дугорочни план развоја преносне мреже може се вратити Електропреносу БиХ на дораду. Дугорочни план развоја преносне мреже доставља се ДЕРК-у на одобрење до 31. октобра.
 - В) Након одобрења ДЕРК-а, Дугорочни план развоја преносне мреже НОСБиХ ће објавити на својој веб страници.
- (7) Дугорочни план развоја преносне мреже са укљученим актуелним и планским подацима садржи:
 - А) максималне и минималне снаге производних јединица
 - Б) максималне и минималне активне и реактивне снаге конзумних чворишта

- В) начин прикључка нових производних и потрошачких капацитета, сходно динамици њиховог уласка у погон
- Г) процјену оптерећења елемената преносне мреже на бази процјене максималног оптерећења преносне мреже уз кориштење критерија сигурности (n-1)
- Д) процјену напонских прилика на бази процјене максималног и минималног оптерећења преносне мреже
- Е) приједлоге изградње нових интерконективних водова и њихов утицај на вриједности прекограничних капацитета
- Ж) губитке у преносној мрежи
- З) прорачун трофазних и једнофазних струја кратких спојева за почетну, пету и десету годину планског периода за свако чвориште . Када је потенцијална струја кратког споја у ВН постројењима преносне мреже већа од 90% вриједности називне прекидне струје кратког споја расклопне опреме, Електропренос БиХ мора дати приједлог одговарајућих мјера.
- И) потребна појачања мреже и промјене у тополошкој структури преносне мреже
- К) статистику кварова и вријеме застоја због кварова и одржавања далековода и мрежних трансформатора у посљедњих пет година
- Л) процјену потребних улагања за реализацију предложених планова.

4.3 Процјена стабилности система

- (1) Процјену стабилности ЕЕС-а БиХ НОСБиХ ради најмање једном у периоду од 5 година. На бази одговарајућих анализа одређује потребне услове које корисник мора осигурати како би се задржао циљани ниво резерве стабилности при малим поремећајима.
- (2) Процјена стабилности се ради за постојеће стање и за крајњу годину планског периода из Дугорочног плана развоја преносне мреже.
- (3) Преносна мрежа мора се планирати тако да се омогући очување стабилности на мале поремећаје и транзијентне стабилности, као и одговарајуће профиле напона. У том циљу НОСБиХ од Електропреноса БиХ и корисника система може захтијевати да ускладе карактеристике и параметре своје опреме, нарочито система за регулацију снаге и напона карактеристичних потрошачких уређаја и производних јединица значајних са аспекта регулације те стабилности и смањења повратног утицаја на преносну мрежу, укључујући и утицај на квалитет електричне енергије.

4.4 Подаци планирања

- (1) Прелиминарни пројектни подаци:
 - Подаци које доставља корисник заједно са захтјевом за издавање Услови за прикључак на преносну мрежу сматрат ће се прелиминарним пројектним

подацима док не буде израђен елаборат. Прелиминарни пројектни подаци ће садржавати само стандардне податке планирања.

(2) Извршни пројектни подаци:

- Елаборатом се дефинишу извршни пројектни подаци и они се односе како на прикључак објекта корисника и ВН постројења на преносну мрежу, тако и на релевантне параметре објекта корисника.
- Извршни пројектни подаци, заједно с другим подацима везаним за ЕЕС, којима располажу НОСБиХ и Електропренос БиХ, требају чинити подлогу за планирање развоја ЕЕС-а. Извршни пројектни подаци могу садржавати, како стандардне, тако и детаљне податке планирања.

(3) За потребе планирања развоја преносне мреже корисник треба осигурати двије врсте података: стандардне податке који су обавезни (0) и детаљне податке планирања, које у одређеним случајевима могу захтијевати НОСБиХ или Електропренос БиХ (0).

5. Прикључење на преносну мрежу

- (1) Процедура прикључења на напонском нивоу нижем од 110 kV у објектима Електропреноса БиХ дефинисана је Правилником о прикључку и Детаљним правилима за СН прикључак у објектима Електропреноса БиХ (www.elprenos.ba).
- (2) Процедуре, права и обавезе НОСБиХ-а, Електропреноса БиХ и корисника у реализацији прикључења новог корисника и измјена код постојећих корисника прецизно су дефинисане Правилником о прикључку (www.derk.ba).

5.1 Услови за прикључак на преносну мрежу

- (1) Услове за прикључак издаје Електропренос БиХ, на захтјев корисника, а на основу ревидираног Елабората. Услове за прикључак, након што их прихвати корисник, Електропренос БиХ доставља НОСБиХ-у.
- (2) Елаборат садржи неопходне анализе на основу којих се дефинишу технички параметри корисника који се прикључује и већ прикљученог корисника који мијења техничке параметре своје мреже. Циљ елабората је да се онемогући негативни ефекат на преносни систем и ЕЕС у цјелини те обезбиједи нормалан рад објекта корисника.
- (3) Елаборат може да садржи више варијанти прикључења, од којих се одабере најјефтинија технички прихватљива варијанта. Електропренос БиХ ће одабрану варијанту узети у обзир приликом израде Дугорочног плана развоја преносне мреже.
- (4) Сваки прикључак на преносни систем ће бити изведен тако да буде у складу са критеријем сигурности (n-1).
- (5) Уколико су, услед прикључења новог или промјене техничких параметара мреже постојећег корисника, потребна проширења, појачања или друге техничке промјене на преносној мрежи, то у елаборату мора бити јасно дефинисано и назначено.

5.2 Уговор о прикључку, Уговор о кориштењу преносне мреже и Споразум о управљању

5.2.1 Уговор о прикључку

- (1) Услови и одредбе, којима је одређено прикључење на преносну мрежу, постављени су у Уговору о прикључку који склапају корисник и Електропренос БиХ. При изради тог уговора Електропренос БиХ консултује НОСБиХ.
- (2) Примјерак потписаног Уговора о прикључку Електропренос БиХ доставља НОСБиХ-у.
- (3) Прије склапања Уговора о прикључку, корисник Електропреносу БиХ мора обезбиједити ажуриране податке према Кодексу планирања развоја (тачка 0, а по потреби на захтјев Електропреноса БиХ и податке из тачке 0).
- (4) Уговором о прикључку се дефинишу и захтјеви који се односе на телекомуникације и SCADA, те на Кодекс мјерења (Поглавље 9.).

5.2.2 Елаборат о подешењу заштита

- (1) Елаборат о подешењу заштита дефинише подешење заштитних уређаја прикључног постројења Корисника.
- (2) Обим и садржај Елабората подешења заштита дефинише НОСБиХ, а на основу Главног пројекта прикључног постројења корисника и Уговора о прикључку.
- (3) Циљ Елабората подешења заштита је осигурати подлоге за подешење заштита како би се омогућио стабилан и поуздан погон електроенергетског система, односно да се ограничи трајање и број поремећаја, те да се спријечи било који велики поремећај и његово преношење на сусједне системе.
- (4) Као подлога за израду елабората користити ће се упуте произвођача заштитних уређаја, као и постојећи принципи кориштења заштитних уређаја и системске аутоматике у ЕЕС БиХ који су доступни у Плану одбране електроенергетског система од великих поремећаја.
- (5) НОСБиХ је одговоран за израду Елабората подешења заштита. На захтјев корисника, НОСБиХ може одобрити да Елаборат подешења заштита изради друга стручна институција наведена у захтјеву. У том случају НОСБиХ, уз консултације са Електропреносом БиХ, дефинише и пројектни задатак за израду Елабората подешења заштита.
- (6) Преглед и ревизију Елабората подешења заштита врши НОСБиХ уз консултације са Електропреносом БиХ.
- (7) Правилник о раду комисије за ревизију Елабората подешења заштита доноси генерални директор НОСБиХ.

5.2.3 Уговор о кориштењу преносне мреже

- (1) Уговор о кориштењу преносне мреже, на захтјев корисника, а на основу Уговора о прикључку и одобрења за прикључења ВН постројења, закључују Електропренос БиХ и корисник. Уговором о кориштењу преносне мреже дефинишу се правни, економски и технички услови према којима корисник може користити преносну мрежу у власништву Електропреноса БиХ за пренос електричне енергије.
- (2) Уговор о кориштењу преносне мреже мора се закључити за свако појединачно постројење или више постројења преко којих се врши испорука електричне енергије у преносни систем или пријем енергије из преносног система.
- (3) Уговор о кориштењу мреже, у име купца повезаног на преносну мрежу, закључује снабдјевач са Електропреносом БиХ.

5.2.4 Споразум о управљању

- (1) Споразум о управљању закључују НОСБиХ и корисник. Споразумом о управљању дефинишу се правни, економски и технички услови према којима НОСБиХ управља уређајима који су у власништву корисника, а у функцији су преноса електричне енергије.

5.3 Пуштање у погон ВН постројења и прикључка којег гради Корисник

- (1) Корисник обавјештава Електропренос БиХ о завршетку радова на ВН постројењу и прикључку и доставља приједлог програма контроле изведених радова.
- (2) Програм контроле одобрава Електропренос БиХ, а о датуму контроле корисника обавјештава најкасније седам дана прије датума утврђеног за контролу.
- (3) Након извршене контроле Електропренос БиХ НОСБиХ-у и кориснику доставља записник о извршеној контроли и спремности за пуштање у погон ВН постројења и прикључка.
- (4) Електропренос БиХ, на основу захтјева корисника, Уговора о прикључку и Записника о извршеној контроли из претходног става, издаје одобрење за прикључење ВН постројења и прикључка .
- (5) Сагласност за пуштање у погон ВН постројења и прикључка издаје НОСБиХ, након што су му претходно достављени следећи документи:
 - одобрење за прикључење ВН постројења и прикључка
 - елаборат о подешавању заштита
 - протокол о испитивању електричних заштита
 - споразум о управљању
 - извјештај о успостављеној комуникацији и извршеном тестирању за размјену неопходних мјерних величина са НОСБиХ-ом / Електропреносом БиХ.

5.4 Пуштање у погон објекта корисника

- (1) Сви корисници морају задовољити Техничке захтјеве који су наведени у овом Мрежном кодексу.
- (2) Сагласност за пуштање у погон објекта корисника састоји се од:
 - сагласности за привремени погон и
 - сагласности за трајни погон.

5.4.1 Сагласност за привремени погон

- (1) Сагласност за привремени погон кориснику даје право прикључења објекта корисника на преносну мрежу у сврху провођења свих потребних функционалних испитивања и испитивања у складу са Мрежним кодексом и Тестовима усаглашености.
- (2) Сагласност за привремени погон, на захтјев корисника, издаје НОСБиХ (Образац захтјева се налази на www.nosbih.ba):
 - А) за производне објекте, на основу:
 - одобрења за прикључење ВН постројења и прикључка
 - уговора о кориштењу преносне мреже

- дозволе коју кориснику издаје надлежни орган, а која покрива период привременог погона
- изјаве корисника о спремности за пуштање објекта у погон и синхронизацију
- изјаве корисника о преузимању одговорности током трајања привременог погона
- достављених података из тачке 4.4.2 овог Мрежног кодекса
- Елабората о подешењу заштита
- Протокола о испитивању електричних заштита
- споразума о управљању
- извештаја о успостављеној комуникацији и извршеном тестирању за размјену неопходних мјерних величина са НОСБиХ-ом или Електропреносом БиХ
- програма пуштања у рад
- потписаног и овјереног Регистра мјерења.

Б) за друге објекте, на основу:

- одобрења за прикључење ВН постројења и прикључка
- уговора о кориштењу преносне мреже
- изјаве корисника о спремности пуштања објекта корисника у погон
- изјаве корисника о преузимању одговорности током трајања привременог погона,
- достављених података из тачке 4.4.2
- Елабората о подешењу заштита
- Протокола о испитивању електричних заштита
- споразума о управљању
- извештаја о успостављеној комуникацији и извршеном тестирању за размјену неопходних мјерних величина са НОСБиХ-ом или Електропреносом БиХ,
- програма пуштања у рад,
- потписаног и овјереног Регистра мјерења.

- (3) У периоду важења сагласности за привремени погон корисник је дужан провести сва функционална испитивања и испитивања у складу с Тестовима усаглашености те резултате доставити НОСБиХ-у на одобрење.
- (4) Сагласност за привремени погон издаје се за период од дванаест (12) мјесеци. Примјерак сагласности НОСБиХ доставља надлежним регулаторним комисијама и Електропреносу БиХ. Уз примјерак сагласности НОСБиХ доставља Електропреносу БиХ и податке из тачке 0.
- (5) Продужење важења сагласности за привремени погон може бити одобрено када, на захтјев корисника, НОСБиХ процијени да је тај корисник постигао значајан напредак према пуној усаглашености са захтјевима из Тестова усаглашености.

5.4.2 Сагласност за трајни погон

- (1) Сагласност за трајни погон, на захтјев корисника, издаје НОСБиХ на основу:
 - резултата Тестова усаглашености које је верификовао НОСБиХ
 - употребне дозволе
 - дозволе за обављање дјелатности производње електричне енергије коју издаје надлежна регулаторна комисија (само за производне јединице) .
- (2) Примјерак сагласности за трајни погон НОСБиХ доставља надлежним регулаторним комисијама и Електропреносу БиХ.

5.4.3 Тестирање усаглашености

- (1) Корисник је обавезан провести тестирање у складу с Тестовима усаглашености:
 - током важења сагласности за привремени погон,
 - након квара или замјене опреме који могу имати утицај на усаглашеност Објекта Корисника са техничким захтјевима овог Мрежног кодекса,
 - у току животног вијека објекта корисника, на оправдан захтјев НОСБиХ-а.
- (2) Права и обавезе НОСБиХ-а и корисника дефинисане су у Тестовима усаглашености.
- (3) Корисник је одговоран за сигурност особља и објекта током тестирања.
- (4) НОСБиХ ће имати право да присуствује тестирању на мјесту одржавања или даљински, из контролног центра.

5.5 Искључење са преносне мреже

- (5) Електропренос БиХ и НОСБиХ, без сношења икакве одговорности, имају право искључити објекат корисника с преносне мреже на основу писменог налога других надлежних институција.
- (6) Електропренос БиХ и НОСБиХ имају право привременог искључења објекта корисника с преносне мреже без претходног обавјештавања у сљедећим случајевима:
 - спречавање пријетећих опасности за здравље и сигурност људи или уређаја
 - несреће у електранама и постројењима
 - када оперативно особље корисника не испуњава налоге НОСБиХ-а, осим ако је тако поступило из сигурносних разлога, у вези с особљем или постројењем или због неваљидности диспечерског налога или упуте
 - остале околности изван контроле Електропреноса БиХ или НОСБиХ-а, које нису резултат неке намјерне активности корисника или његовог кршења уговора, а није их могуће планирати.
- (7) Електропренос БиХ и НОСБиХ имају право и обавезу привременог искључења објекта корисника с преносне мреже, након писмене обавијести, у сљедећим случајевима:

- поништавање лиценце корисника
- било каква измјена техничких услова према којима је извршен прикључак без сагласности Електропреноса БиХ и НОСБиХ-а, уколико би те промјене угрожавале сигурност и квалитет снабдијевања
- планиране поправке или реконструкције објекта Електропреноса БиХ на основу усаглашених планова застоја
- пропуст корисника да изврши упуту за отклањање значајних техничких дефеката на постројењу и налоге везане за сигурност
- пропуст корисника да поступи по писменом обавјештењу НОСБиХ-а и Електропреноса БиХ или достави основано писмено образложење кашњења у року дефинисаном у члану 4.2.1.1 (5)
- откривање штетних или било каквих других утицаја на тачкама мјерења
- одбијање приступа у циљу читања и контроле на тачкама мјерења
- неиспуњавање финансијских обавеза према НОСБиХ-у и Електропреносу БиХ које се односе на тарифу за услугу обављања дјелатности Електропреноса БиХ и НОСБиХ-а и помоћне услуге
- непостојање снабдјевача.

5.5.1 Поновно прикључење

- (1) Електропренос БиХ и НОСБиХ су дужни омогућити објект корисника буде поновно прикључен на преносну мрежу након отклањања узрока који су довели до његовог привременог искључења.

5.5.2 Добровољно искључење

- (1) Корисник има право захтијевати трајно искључење са преносне мреже. Уколико се одлучи на трајно искључење, тада, осим ако није другачије договорено, о томе мора писмено обавијестити Електропренос БиХ и НОСБиХ најмање један (1) мјесец прије датума искључења.
- (2) Електропренос БиХ и НОСБиХ су обавезни предузети процедуре искључења те обавијестити и друге кориснике ако сматрају да процедуре искључења могу штетно утицати на услове прикључења.

5.6 Телекомуникације и SCADA

5.6.1 Телекомуникације

- (1) Сваки корисник треба да обезбиједи одговарајућу телекомуникациону опрему потребну за комуникацију између НОСБиХ-а, Електропреноса БиХ и Корисника (фах, телефон, е-mail, итд.), као и приступ неопходним уређајима и подацима потребним НОСБиХ-у, Електропреносу БиХ и осталим корисницима, на начин дефинисан уговором о прикључку.

- (2) Сваки корисник је обавезан да изради елаборат о телекомуникацијама који ће дефинисати начине повезивања опреме и система корисника на телекомуникациону мрежу Електропреноса БиХ и начине размјене података. При изради елабората о телекомуникацијама и одабиру своје телекомуникационе опреме, корисник мора обезбиједити компатибилност опреме с постојећом те своје рјешење ускладити са Електропреносом БиХ и НОСБиХ-ом.
- (3) Надзор и додатну конфигурацију телекомуникационе опреме након инсталације врши НОСБиХ, а ако то није могуће, надзор и додатну конфигурацију може вршити Електропренос БиХ. У изузетним случајевима, управљање телекомуникационом опремом, уз сагласност НОСБиХ-а и Електропреноса БиХ, може вршити корисник. Инсталирана телекомуникациона опрема, повезана на телекомуникациону мрежу Електропреноса БиХ ће се користити за све потребне размјене података (подаци у реалном времену, читање бројила, заштите, итд) и даљинског управљања, док се јавне телекомуникационе мреже могу користити само у изванредним случајевима.

5.6.2 SCADA

- (1) Електропренос БиХ и корисници су обавезни да осигурају одговарајуће мјерне инсталације и поуздане комуникације, како би се захтијевани подаци у реалном времену могли континуирано преносити у базе података надлежних центара управљања.
- (2) НОСБиХ надзире и управља радом ЕЕС-а БиХ у реалном времену. Подаци у реалном времену усмјераваће се непосредно на НОСБиХ-ову опрему SCADA/EMC и SCADA опрему у Електропреносу БиХ, преко даљинских терминала са ВН постројења без обзира на власништво. Прикупљање података из објекта корисника вршиће се посредно, преко SCADA опреме тог корисника или SCADA опреме надлежног центра управљања на НОСБиХ-ов систем SCADA/EMC и SCADA систем у Електропреносу БиХ, а Електропренос БиХ и корисници су задужени да осигурају правилан, благовремен и поуздан начин преноса свих потребних података.
- (3) У реалном времену се прикупљају следећи типови података:
 - мјерења (активна и реактивна снага, напон, фреквенција)
 - сигнализације стања склопних апарата (прекидачи, растављачи, уземљивачи и сл.)
 - положаји регулационих преклопки трансформатора од интереса
 - алармна сигнализација са заштитне и управљачке опреме
 - брзина и смјер вјетра, притисак и температура са локација модула електроенергетских паркова
 - остали подаци, зависно од потребе.
- (4) Корисник је обавезан осигурати техничку могућност даљинског управљања ВН склопним апаратима који су у функцији преноса електричне енергије.
- (5) Врста података и начин размјене у реалном времену ће бити дефинисани у споразуму о управљању.

6. Технички захтјеви за прикључење

6.1 Општи захтјеви за прикључење

6.1.1 Квалитет електричне енергије

6.1.1.1 Фликери

- (1) Вриједности фликера, према БАС IEC/TR 3 61000-3-7:2002, за 95% једноминутних седмичних вриједности напона, искључујући из статистике фликере који су настали због напонских пропада, морају задовољити следеће вриједности:
 - јачина краткотрајних фликера мора бити мања од $P_{st} = 0,8$
 - јачина дуготрајних фликера мора бити мања од $P_{lt} = 0,6$.

6.1.1.2 Хармонијска изобличења

- (1) Укупна хармонијско изобличење (THD) у ЕЕС-у не смије прелазити:
 - 3% за 110 kV мрежу, 1,5% за 220 и 400 kV
 - ТХД за хармонике до 40-тог реда морају бити мањи од граница наведених у БАС IEC/TR 3 61000-3-6:2002.

6.1.1.3 Фазна несиметрија

- (1) У нормалним погонским условима, у складу са IEC 61000-3-13, 95% од 10-минутних вриједности напона, максимална вриједност несиметрије фазног напона на преносној мрежи неће прелазити 2%, односно, негативна компонента ће бити мања од 2% позитивне компоненте напона.

6.1.1.4 Квалитет електричне енергије за вјетро паркове

- (1) Параметри квалитета електричне енергије у складу са IEC 61400-21.

6.1.2 Заштита

6.1.2.1 Критерији заштите

- (1) Уређаји за заштиту од кратких спојева за све врсте опреме (генератори, трансформатори, сабирнице, далеководи) на брз и ефикасан начин селективно искључују све кварове. Системи релејне заштите у преносној мрежи су пројектовани тако да буде обезбијеђено резервно дјеловање (по могућности са двије заштите на истом хијерархијском нивоу), те опремљени главним и резервним системом за искључење дијела система који је у квару. Функционирање заштите не смије довести до преурањеног испада услед преоптерећења или губитка

синхронизма. Брзина и селективност приликом искључења далековада требала би бити унапријеђена кориштењем сигналних веза између обију страна далековада.

- (2) Сви корисници су Електропреносу БиХ и НОСБиХ-у на одобрење дужни доставити шеме заштита својих постројења и њихово подешење, ради постизања селективности, те податке о ажурирању параметара подешења заштитних уређаја на напонском нивоу 110 kV и вишем.

6.1.2.2 Вријеме дјеловања заштита

- (1) На захтјев корисника, за прикључак или код промјене услова за прикључак, Електропренос БиХ ће доставити податке о времену потребном за уклањање квара на постројењу, укључујући и препоручени метод уземљења елемената система.
- (2) Укупно вријеме основног степена потребно за елиминацију квара, рачунајући вријеме од настанка квара до потпуног прекида тока струје, износи:
 - за далеководе 400 kV : до 100 ms
 - за далеководе 220 kV : до 100 ms
 - за далеководе 110 kV : 120 до 140 ms.
- (3) Од корисника се захтијева да, у координацији са Електропреносом БиХ, подеси времена реагирања својих заштита тако да се задовољи захтјев селективности. Шема координације (селективност) заштите на преносној мрежи, као и свака измјена, достављају се НОСБиХ-у на одобрење. Одобрење НОСБиХ-а ће се заснивати на бази резултата анализа (критично вијеме искључења квара, селективност...).
- (4) Техника аутоматског поновног укључења (АПУ) примјењује се у ЕЕС-у БиХ и то:
 - у мрежи 400 kV : једнополни АПУ са безнапонском паузом до 1 s
 - у мрежи 220 и 110 kV : једнополни и трополни АПУ са безнапонском паузом до 1 s.

6.1.3 Уземљење

- (1) Преносна мрежа је ефикасно уземљена ако фактор земљоспоја није већи од 1,4.
- (2) На напону система 110 kV и вишем, неутрална тачка звјездишта трансформатора спојених на преносну мрежу морају имати могућност споја са земљом.

6.1.4 Нивои струја кратких спојева

- (1) Преносна мрежа је пројектована и функционише тако да се нивои струје кратких спојева одржавају испод следећих максималних вриједности:
 - 40 kA на 400 kV систему
 - 40 kA на 220 kV систему
 - 31,5 kA на 110 kV систему.

- (2) Сва опрема која чини дио преносне мреже, мора бити пројектована тако да издржи наведене вриједности струја кратког споја, осим ако није другачије уговорено са Електропреносом БиХ и НОСБиХ-ом.

6.1.5 Постројења и уређаји

- (1) Важећи стандарди ће се примјењивати на сва нова и модифицирана постројења и уређаје. Постројења и уређаји морају бити усклађени и са свим додатним захтјевима које су утврдили Електропренос БиХ и НОСБиХ, а којих се треба придржавати у оквиру техничких спецификација, као доказ да су испуњени основни захтјеви важећих стандарда. По потреби, корисници требају допуњавати техничке спецификације како би Електропреносу БиХ и НОСБиХ-у било омогућено да испуне своје обавезе.
- (2) Корисник ће осигурати спецификацију постројења и уређаја која омогућује рад унутар примјењивих техничких и сигурносних процедура с којима су се усагласили корисник те Електропренос БиХ и НОСБиХ.
- (3) Корисник ће се побринути да његова постројења или уређаји не уносе сметње у преносну мрежу са аспекта виших хармоника, напонских варијација, несиметрије и сл.
- (4) Сви елементи који чине дио преносне мреже, а који се први пут прикључују, морају бити нови и атестирани те имати адекватне потврде у складу са важећим стандардима о потврди квалитета.
- (5) За сву опрему и уређаје у сваком корисниковом постројењу мора постојати ажурирана и овјерена изведбена техничка документација која ће бити доступна Електропреносу БиХ.

6.1.6 Подфреквентни релеји

- (1) Електропренос БиХ, ОДС и корисници обавезни су инсталирати потребан број подфреквентних релеја. НОСБиХ ће одредити критерије дјеловања подфреквентне заштите, износе оптерећења и фреквенције искључења, а Електропренос БиХ, ОДС и корисници ће имплементирати ову функцију у складу са техничко-технолошким карактеристикама потрошача.

6.1.7 Прикупљање и размјена података у реалном времену

- (1) У случају било каквих измјена које се односе на топологију преносне мреже на свим напонским нивоима, врсту и техничке параметре инсталиране опреме, посебно мјерне опреме и њених карактеристика те измјена везаних за претходно дефинисане скупове података који се прикупљају у реалном времену, Електропренос БиХ и корисник су обавезни правовремено о томе обавијестити НОСБиХ.
- (2) Електропренос БиХ и корисник су дужни на вријеме упознати НОСБиХ о евентуалним планираним радовима на опреми за даљински надзор и управљање, у случају да ће ти радови узроковати прекиде у комуникацији и прикупљању података у реалном времену које обавља ДЦ НОСБиХ-а.

- (3) У случају да су исцрпљене све техничке могућности, те да из оправданих техничких разлога није могуће остварити директно повезивање и прикупљање одговарајућих података у реалном времену са ВН постројења, Електропренос БиХ и корисник се обавезују да ће, уколико их посједују, тражене податке из таквих објеката, прослиједити из властитих центара управљања у ДЦ НОСБиХ-а путем међуцентарске комуникације. У случају потребе коју искажу Електропренос БиХ или корисник, НОСБиХ је дужан да ДЦ ОП-у или кориснику путем међуцентарске комуникације из свог система достави податке који су за њих интересантни.

6.2 Прикључење потрошње на преносну мрежу

6.2.1 Подручје примјене

- (1) Ови захтјеви се примјењују за прикључење на преносну мрежу нових корисника под којим се подразумевају:
- А) постројења купаца прикључених на преносну мрежу
 - Б) дистрибутивни системи укључујући затворене дистрибутивне системе
 - В) елементи постројења купца који се употребљавају у постројењу купца или затвореном дистрибутивном систему за пружање услуга управљања потрошњом надлежним операторима система.

6.2.1.1 Примјена на постојеће кориснике

- (1) Постојећа постројења не подлијежу овим захтјевима осим ако ће постојеће постројење бити измијењено у толикој мјери да се услови или уговор о прикључку морају темељно преиспитати на сљедећи начин:
- Власници постројења своје планове унапријед достављају НОСБиХ-у и Електропреносу БиХ.
 - НОСБиХ или Електропренос БиХ обавјештава регулаторно тијело, ако сматра да је степен модернизације или замјене опреме такав да су потребни нови услови или уговор о прикључку.

6.2.1.2 Примјена на пумпно-акумулационе производне модуле и индустријска постројења

- (1) Пумпно -акумулациони производни модули који су опремљени и за производни и за пумпни начин рада не подлијежу овим захтјевима.
- (2) Пумпни модул у пумпно-акумулационом постројењу који има само пумпни начин рада сматра се постројењем корисника и подлијеже овим захтјевима.
- (3) Власници индустријских постројења с интегрираним производним модулом те НОСБиХ или Електропренос БиХ имају право договорити услове за искључење критичних оптерећења њихових постројења на начин да се не угрожавају производни процеси.

6.2.2 Општи захтјеви у погледу фреквенције

- (1) Постројења корисника морају бити способна да остану прикључена на преносну мрежу и раде унутар фреквентних и временских интервала како је наведено у Табели 1. Прилога 1.

6.2.3 Општи захтјеви у погледу напона

- (1) Постројења корисника морају бити способна да остану прикључена на мрежу и раде у напонским распонима и временским интервалима наведеним у Табели 2. Прилог 1.
- (2) Ако то захтијева НОСБиХ или Електропренос БиХ постројење корисника мора имати могућност аутоматског искључења при утврђеним напонима. О условима и поставкама за аутоматско искључење из мреже договарају се НОСБиХ или Електропренос БиХ са власником постројења купца или ОДС-ом.
- (3) Кад је ријеч о дистрибутивним системима који су прикључени на постројења Електропреноса БиХ напона нижег од 110 kV на мјесту прикључења, ОДС-и димензионирају опрему у складу с важећим стандардима за те напонске нивое.

6.2.4 Захтјеви у погледу кратког споја

- (1) Максимални нивои струја кратког споја на мјесту прикључења корисника на преносну мрежу су у складу с тачком 0.
- (2) НОСБиХ и Електропренос БиХ на својој веб страници објављују минималне и максималне вриједности струја кратког споја за свако чвориште напонског нивоа ≥ 110 kV . Подаци се ажурирају годишње.
- (3) У случају да због непредвиђеног догађаја дође до повећања максималног нивоа струје кратког споја (из става 1) НОСБиХ или Електропренос БиХ су дужни о томе обавијестити власника постројења купца или ОДС прикључен на преносни систем што је прије могуће, а најкасније у року од седам дана од настанка догађаја.
- (4) Када због планираног догађаја дође до повећања максималног нивоа струје кратког споја (из става 1) НОСБиХ или Електропренос БиХ су дужни обавијестити о томе власника постројења купца или ОДС прикључен на преносну мрежу што је прије могуће, а најкасније у року од седам дана од настанка догађаја
- (5) Власник постројења купца прикљученог на преносну мрежу или ОДС мора доставити информације о доприносу струја кратког споја из тог постројења или мреже у директном, инверзном и нултом систему симетричних компоненти.
- (6) У случају да због непредвиђеног догађаја дође до повећања доприноса струје кратког споја на преносној мрежи изнад прага од 0,1 kA, власник постројења купца или ОДС-а што је прије могуће, а најкасније у року од седам дана након непланираног догађаја, обавјештавају НОСБиХ и Електропренос БиХ о промјенама.
- (7) Када због планираног догађаја дође до повећања доприноса струје кратког споја на преносној мрежи изнад прага од 0,1 kA, власник постројења купца или ОДС-а што је прије могуће, а најкасније у року од седам дана након планираног догађаја, обавјештавају НОСБиХ и Електропренос БиХ о промјенама.

6.2.5 Захтјеви у погледу реактивне снаге

- (1) Постројења купца прикључена на преносну мрежу и ОДС морају моћи одржати рад у стационарном стању на мјесту прикључења у опсегу реактивне снаге у складу са следећим условима:
- А) За постројења купца прикључена на преносну мрежу, стварни опсег реактивне снаге за:
- преузимање реактивне снаге с преносне мреже неће бити већи од 48% од највећег преузимања активне снаге (фактор снаге 0,9)
 - испоруку реактивне снаге у преносну мрежу неће бити већи од 15% од највећег преузимања активне снаге (фактор снаге 0,99). Изузеци су дозвољени ако власник постројења купца докаже техничке или финансијске користи за ЕЕС, што ће бити договорено са НОСБиХ-ом или Електропреносом БиХ прије прикључења на преносну мрежу.
- Б) За дистрибутивне системе прикључене на преносну мрежу, стварни опсег реактивне снаге за:
- преузимање реактивне снаге с преносне мреже неће бити већи од 48% (фактор снаге 0,9) од највећег преузимања или испоруке активне снаге у преносну мрежу
 - испорука реактивне снаге у преносну мрежу неће бити већи од 33% (фактор снаге 0,95) од највећег преузимања или испоруке активне снаге у преносну мрежу. Изузеци су дозвољени ако ОДС и НОСБиХ или Електропренос БиХ заједничком анализом докажу техничке или финансијске користи за ЕЕС.
- В) НОСБиХ или Електропренос БиХ и ОДС ће договорити обим анализе којом ће се размотрити могућа рјешења те утврдити оптимално рјешење за размјену реактивне снаге на мјестима прикључења дистрибутивног система на преносну мрежу. Анализа треба да узме у обзир специфичне карактеристике система, промјенљивост токова снага, двосмјерне токове снага и способности за производњу реактивне снаге у дистрибутивном систему.
- Г) НОСБиХ или Електропренос БиХ може утврдити употребу других мјерних величина умјесто фактора снаге за утврђивање еквивалентних опсега за производњу реактивне снаге (нпр. договорена вриједност реактивне снаге, задата вриједност напона).
- Д) Захтјеви за вриједности опсега реактивне снаге примјењују се на мјесту прикључења.
- (2) НОСБиХ може захтијевати да ОДС не испоручује реактивну снагу у преносну мрежу када је преузимање активне снаге мање од 25% највећег преузимања активне снаге.
- (3) НОСБиХ може захтијевати да ОДС активно контролише размјену реактивне снаге на мјесту прикључења, у случајевима када за то постоји потреба. ОДС може захтијевати да НОСБиХ размотри могућност учешћа његових постројења у управљању реактивном снагом.

6.2.6 Захтјеви у погледу заштите

- (1) НОСБиХ или Електропренос БиХ те власник постројења купца прикљученог на преносну мрежу или ОДС су дужни усагласити заштитне планове и подешења заштита ради постизања селективности.
- (2) Заштитни планови и уређаји заштита обухватају:
 - А) заштиту од вањских и унутрашњих кратких спојева
 - Б) заштиту од пренапона и поднапона на мјесту прикључења
 - В) надфреквентну и подфреквентну заштиту
 - Г) заштиту струјних кругова потрошње
 - Д) заштиту блок-трансформатора
 - Е) резервну заштиту и заштиту од отказа прекидача.
- (3) Електропренос БиХ или НОСБиХ те власник постројења купца прикљученог на преносну мрежу или ОДС договарају се о измјенама заштитних планова и подешења заштита.

6.2.7 Захтјеви у погледу регулације

- (1) НОСБиХ или Електропренос БиХ те власник постројења купца прикљученог на преносни систем или ОДС могу договорити планове и подешења управљачких и регулационих уређаја постројења купца или ОДС-а релевантних за сигурност система.
- (2) Планови и подешења могу обухватити сљедеће:
 - А) пригушивање осцилација
 - Б) поремећаје према преносној мрежи
 - В) аутоматско пребацивање на напајање за хитне ситуације и поновну успоставу уобичајене топологије
 - Г) аутоматско поновно уклапање (код једнополних кварова).
- (3) Приоритети у подешењу уређаја за заштиту и управљање су сљедећи:
 - А) заштита преносне мреже
 - Б) заштита дистрибутивних система и постројења купца прикљученог на преносну мрежу
 - В) фреквентна регулација
 - Г) ограничење снаге.

6.2.8 Размјена информација

- (1) Постројења купца прикључена на преносну мрежу и ОДС опремају се у складу са захтјевима који су дефинисани у тачки 0.

6.2.9 Искључење и поновно укључење потрошње

- (1) У случају смањења фреквенције, ОДС и, ако је тако одредио НОСБиХ или Електропренос БиХ, власник постројења купца прикљученог на преносну мрежу, морају осигурати аутоматско подфреквентно искључење дијела своје потрошње у дефинисаним степенима и на начин како је то дефинисано у тачки 0.
- (2) У погледу функционалних способности искључења потрошње при сниженом напону, примјењују се следећи захтјеви:
 - А) НОСБиХ или Електропренос БиХ, у координацији с ОДС-ом или власницима постројења купца прикључених на преносну мрежу, могу одредити захтјеве за искључење потрошње.
 - Б) Уколико НОСБиХ процијени да је угрожена сигурност ЕЕС-а, власнику постројења издаје налог за блокаду рада регулационих склопки и искључење потрошње.
 - В) Опрема за блокаду рада регулационе склопке и за исклоп потрошње при сниженом напону, треба бити инсталирана у сарадњи с НОСБиХ-ом и Електропреносом БиХ.
 - Г) Искључење потрошње при сниженом напону обавља се заштитним уређајима или налогом из диспечерског центра.
 - Д) Искључење потрошње при ниском напону врши се мјерењем напона све три фазе, а блокада рада заштитних уређаја на основу смјера тока активне или реактивне снаге.
- (3) Блокада рада регулационих склопки примјењује се на трансформаторе, на мјесту прикључења дистрибутивног система на преносну мрежу, при чему мора постојати могућност аутоматске или ручне блокаде рада регулационе склопке. НОСБиХ одређује услове за аутоматску блокаду рада регулационе склопке.
- (4) Постројења купца прикључена на преносну мрежу и ОДС морају испуњавати следеће захтјеве који се односе на искључење или поновно укључење потрошње:
 - А) НОСБиХ или Електропренос БиХ прописују услове за поновно укључење потрошње и дају одобрење за уградњу аутоматских система за поновно укључење.
 - Б) Дистрибутивни систем и постројење купца прикључено на преносну мрежу морају бити способни за синхронизацију у фреквентним опсезима наведеним у тачки 0. НОСБиХ и Електропренос БиХ одлучују о потребним уградњим уређајима за синхронизацију и прописују услове за подешење.
 - В) Дистрибутивни систем и постројење купца прикључено на преносну мрежу морају имати могућност даљинског искључења са преносне мреже у прописаном времену, ако то захтијева НОСБиХ или Електропренос БиХ.

6.2.10 Квалитет електричне енергије

- (1) Власници постројења купца прикључених на преносну мрежу и ОДС морају осигурати да њихово прикључивање на мрежу не изазива флукуације напона напајања, хармонијска изобличења и фазну несиметрију у мрежи, на мјесту прикључења, изнад дозвољених граница, како је дефинисано и тачкама 0, 0 и 0.

6.2.11 Симулациони модели

- (1) НОСБиХ или Електропренос БиХ може захтијевати симулационе моделе који дефинишу карактеристике постројења купаца или дистрибутивних система у стационарном и динамичком стању.
- (2) Садржај и формат симулационих модела укључују:
 - А) стационарно и динамичко стање
 - Б) електромагнетске транзијентне симулације на мјесту прикључења
 - В) структуру и блок дијаграм.
- (3) Симулациони модел треба да садржи сљедеће подмоделе:
 - А) регулацију снаге
 - Б) регулацију напона
 - В) моделе заштите постројења
 - Г) различите типове потрошње и
 - Д) моделе претварача.
- (4) НОСБиХ или Електропренос БиХ, ако је то потребно, дефинишу захтјеве за регистрацију параметера постројења купца или дистрибутивних система у сврху успоређивања одзива модела.

6.2.12 Управљање потрошњом

- (1) Услуге управљања потрошњом које се пружају НОСБиХ-у могу бити:
 - А) даљинско управљање потрошњом с циљем промјене активне снаге, промјене реактивне снаге или управљања ограничењима у преносној мрежи
 - Б) аутономно управљање потрошњом с циљем промјене фреквенције система или врло брзе промјене активне снаге.
- (2) Постојења купца и затворени дистрибутивни системи могу пружати услуге управљања потрошњом према горе и према доле.
- (3) Елементи постројења купца који пружају услуге управљања потрошњом, појединачно или заједнички преко треће стране, морају бити:
 - А) способни за рад у прописаним фреквентним и напонским опсезима
 - Б) способни за регулацију потрошње електричне енергије у распону који су уговорени са НОСБиХ-ом директно или преко треће стране
 - В) опремљени за примање налога од НОСБиХ-а директно или индиректно, преко треће стране и способни за њихово извршавање.
 - Г) способни за подешавање потрошње у периоду који утврди НОСБиХ
 - Д) способни да поднесу брзе промјене фреквенције без искључења, које се рачунају у периоду од 500 ms.

- (4) Свако постројење купца мора бити способно да, на основу налога НОСБиХ-а, укључи и искључи, постројења за компензацију реактивне снаге, појединачно или преко трећег лица.
- (5) Постројења купца и затворени дистрибутивни системи који пружају услуге управљања потрошњом с циљем промјене фреквенције појединачно или заједнички преко треће стране, морају бити:
- А) способни за рад у прописаним фреквентним и напонским опсезима
 - Б) опремљени регулационим системом који је неосјетљив у мртој зони ± 200 mHz око називне фреквенције система
 - В) способни за активирање насумичног кашњења у трајању до пет минута прије наставка уобичајеног рада при повратку на фреквенцију унутар мртве зоне. Одступање фреквенције од називне вриједности када се одзив активира износи -1 Hz.
 - Г) опремљени регулатором којим се мјери фреквенција система, уз период ажурирања $\leq 0,2$ s
 - Д) способни за детектовање промјене фреквенције система од 10 mHz, у периоду до 0,4 s с временом одзива до 0,4 s. Допуштени помак при мјерењу фреквенције је 0,01 Hz.
- (6) По потреби, НОСБиХ с власником постројења купца или затвореним дистрибутивним системом (директно или преко треће стране) може склопити уговор о испоруци услуге управљања потрошњом с циљем врло брзе промјене активне снаге. Уговором се дефинише:
- промјена активне снаге повезана с параметром као што је брзина промјене фреквенције
 - вријеме одзива за врло брзу промјену активне снаге, које не смије бити веће од двије секунде.

6.3 Захтјеви за прикључење произвођача електричне енергије

6.3.1 Подручје примјене

- (1) Ови захтјеви се односе на прикључење синхроних производних модула и модула електроенергетског парка на електроенергетску мрежу.
- (2) Захтјеви у погледу прикључења примјењују се на нове производне модуле у складу с тачком 0.
- (3) Захтјеви се не примјењује на:
 - производне модуле инсталиране ради осигурања резервног напајања
 - уређаје за складиштење енергије осим пумпно-акумулационих производних модула.

6.3.1.1 Примјена на постојеће производне модуле

- (1) Постојећи производни модули не подлијежу захтјевима, осим ако је производни модул типа Ц или типа Д модификован у таквој мјери да су потребни нови услови, односно уговор о прикључењу.
- (2) Произвођачи који намјеравају модернизовати погон или замијенити опрему која утиче на способности производног модула (нпр. повећање максималне снаге; повећање максималне снаге која доводи до промјене типа производног модула, промјена напонског нивоа прикључења).
- (3) На захтјев надлежног оператора система, произвођачи су дужни извршити преподешавање постојећих параметара, уколико је то технички изводљиво и не изазива додатне трошкове.
- (4) Ако ОДС или НОСБиХ и Електропренос БиХ сматрају да су потребни нови услови или уговор о прикључку, о томе треба обавијестити надлежно регулаторно тијело.

6.3.1.2 Категоризација производних модула

- (1) Производни модули морају испуњавати захтјеве по основу напонског нивоа мјеста прикључења и максималне снаге у складу са сљедећим категоријама:
 - А) Тип А: мјесто прикључења испод 110 kV и максимална снага до 0,5 MW
 - Б) Тип Б: мјесто прикључења испод 110 kV и максимална снага до 10 MW
 - В) Тип Ц: мјесто прикључења испод 110 kV и максимална снага до 20 MW
 - Г) Тип Д: мјесто прикључења на 110 kV или више

Производни модул припада типу Д и ако је његово мјесто прикључења испод 110 kV и максимална му је снага једнака прагу или већа од прага који је одређен за тип Ц.
- (2) Производни модул типа Д, чија максимална снага одговара типу А и Б, требају испуњавати захтјеве који се односе на производне модуле А и Б. Производни модули типа Б морају испуњавати захтјеве који су дефинисани у тачки 0 (Стабилност производног модула).

6.3.1.3 Примјена на производне модуле, пумпно-акумулационе производне модуле, когенерацијска постројења и индустријска постројења

- (1) Пумпно -акумулациони производни модули морају испуњавати све одговарајуће захтјеве и у производном и у пумпном начину рада.
- (2) Произвођачи чији су производни модули прикључени на мреже индустријских постројења и надлежни оператор система имају право уговорити услове искључења таквих модула заједно с критичним оптерећењима на та начин да производни процеси не буду угрожени.
- (3) Осим за захтјеве из тачке 0 и тачке 0 у погледу способности одржавања или промјене излазне активне снаге не примјењују се на производне модуле из когенерацијских постројења који су уграђени у мреже индустријских постројења ако су испуњени следећи критерији:
 - главна намјена тих постројења је производња топлотне енергије за производне процесе тог индустријског постројења
 - свака промјена производње топлинске енергије изазива промјену производње активне снаге и обратно.
- (4) Когенерацијска постројења процјењују се на основу њихове максималне електричне снаге.

6.3.2 Општи захтјеви за производне модуле типа А

6.3.2.1 Фреквентна стабилност производног модула

- (1) Производни модули морају испуњавати следеће захтјеве у погледу фреквентне стабилности:
 - А) Производни модул мора бити способан остати прикључен на мрежу и радити унутар фреквентних и временских интервала како је наведено у Табели 1. Прилога 1.
 - Б) Производни модул мора бити способан остати прикључен на мрежу и радити при брзинама промјене фреквенције до $\pm 2 \text{ Hz/s}$. Мјерни временски прозор износи до 0,1 s.

6.3.2.2 Ограничен фреквентни осјетљив начин рада – надфреквентни (LFSM-O)

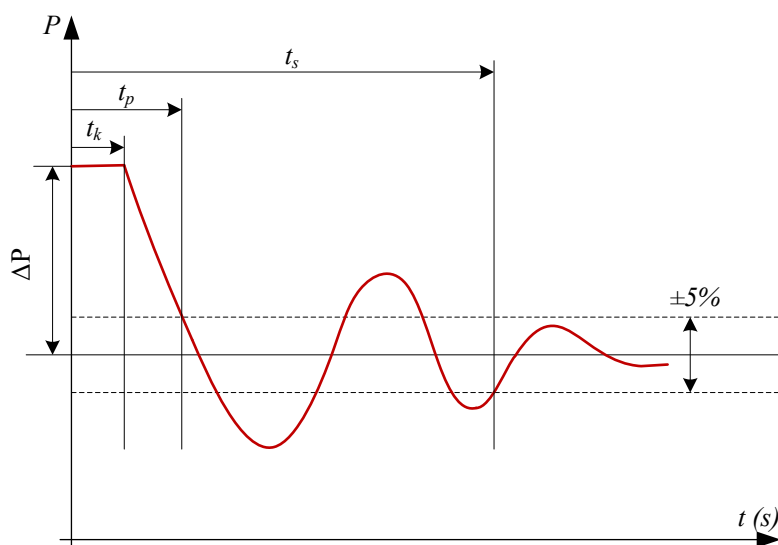
- (1) Производни модул мора бити способан активирати фреквентни одзив активне снаге у складу са сликом 6.2. при фреквентном прагу и поставкама статизма.

Фреквентни праг је 50,2 Hz.
- (2) Поставка статизма је 5%. Статизам мора бити подесив у опсегу који одговара одређеној технологији, а који се креће у оквиру 2 – 12%.
- (3) Умјесто претходног става, допушта се аутоматски исклоп са мреже и поновно прикључивање производних модула типа А при насумичним фреквенцијама, у идеалном случају једнолико дистрибуираним, изнад фреквентног прага, при чему је поновно аутоматско укључење допуштено испод фреквентног прага.
- (4) Производни модул треба да буде способан активирати фреквентни одзив снаге са што је могуће мањим почетним кашњењем (t_k). Ако је кашњење дуже од двије секунде, произвођач мора оправдавати кашњење наводећи техничке доказе.

- (5) Резолуција мерења фреквенције мора бити $\leq 10 \text{ mHz}$. Опсег толеранције око стационарне крајње вриједности контролисане промјенљиве режима LFSM-O износи $\pm 5\%$ номиналне снаге модула за производњу електричне енергије.

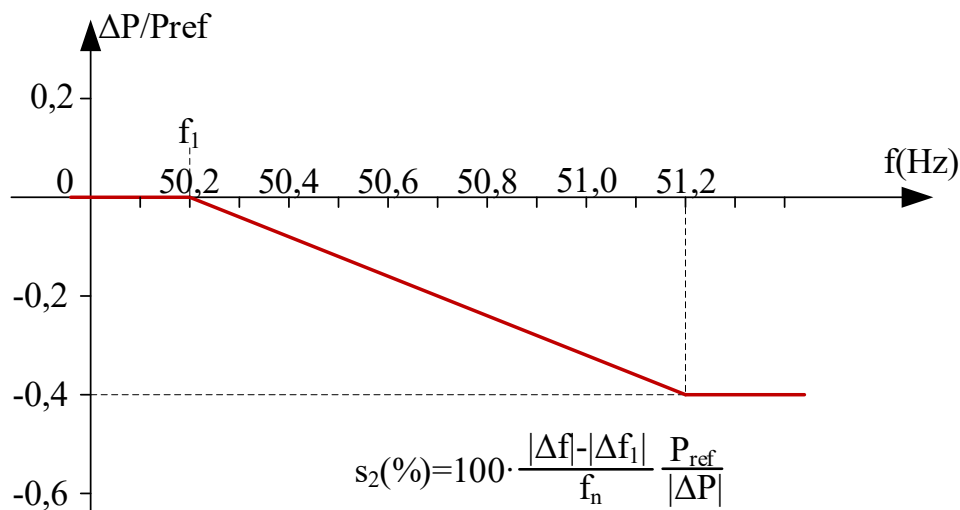
Препоручене вриједности за:

- вријеме смањење снаге за модуле електроенергетских паркова за $\Delta P \leq 0,5 P_{\max}$ износи $t_p \leq 2 \text{ s}$
- вријеме уласка у опсег толеранције (5%), тј. стабилизације снаге износи $t_s \leq 20 \text{ s}$
- $t_k \ll t_p$.



Слика 6.1. Толеранција и трајање одзива активне снаге

- (6) Уколико је то потребно, НОСБиХ може захтијевати да производни модул након постизања минималног регулационог нивоа буде способан наставити погон на том нивоу или додатно смањити излазну активну снагу
- (7) Производни модул мора бити способан стабилно радити током погона у LFSM-O-у. Кад је тај начин рада активан, његова подешена вриједност (*set-point*) превладава над свим другим подешеним вриједностима активне снаге.



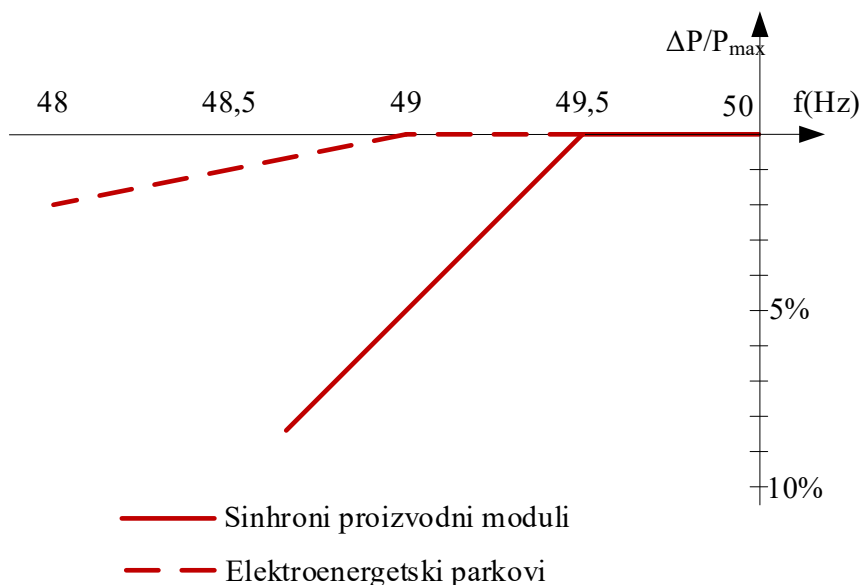
Слика 6.2. Фреквентни одзив активне снаге у LFSM-O

При томе је:

- P_{ref} максимална снага синхроног производног модула на коју се односи ΔP , односно излазна снага модула електроенергетског парка у тренутку достизања LFSM-O прага
 - ΔP промјена излазне активне снаге производног модула
 - f_n називна фреквенција (50 Hz) у мрежи а Δf фреквентно одступање у мрежи.
- (8) Производни модул мора бити способан одржавати сталну излазну снагу на својој циљаној вриједности без обзира на промјене фреквенције.

6.3.2.3 Смањење активне снаге с опадањем фреквенције

- (1) Допуштено смањење активне снаге од највеће излазне вриједности с опадањем фреквенције у свом регулационом подручју износи:
- A) за модуле електроенергетског парка испод 49 Hz степен смањења 2% максималне снаге на 50 Hz по 1 Hz пада фреквенције
- (2) за синхроне модуле испод 49,5 Hz степен смањења 10% максималне снаге на 50 Hz по 1 Hz пада фреквенције.



Слика 6.3. Највеће смањење излазне снаге с опадањем фреквенције

- (3) У допуштеном смањењу активне снаге од максималне излазне снаге узимају се у обзир:
- ниво акумулације, температура околине, падавине, брзине вјетра, ирадијација и сл.
 - техничке способности у зависности од технологије производног модула.
- (4) Производни модул мора бити опремљен логичким интерфејсом (улазним порт) ради прекида производње активне снаге унутар пет (5) секунди од примања налога (сигнала) на улазном порту. НОСБиХ има право навести захтјеве за опрему како би се том могућношћу управљало даљински.
- (5) Производни модул се може аутоматски прикључивати на мрежу под сљедећим условима:
- фреквентни опсег 49,5 – 50,2 Hz након испада и 49,5 – 50,1 Hz у нормалним погонским условима уз вријеме кашњења од 60 секунди
 - највећи допуштени градијент повећања излазне активне снаге износи 10% у минути након испада.
- (6) Аутоматско прикључивање је допуштено осим ако је ОДС у координацији с НОСБиХ-ом одредио друкчије.

6.3.3 Општи захтјеви за производне модуле типа Б

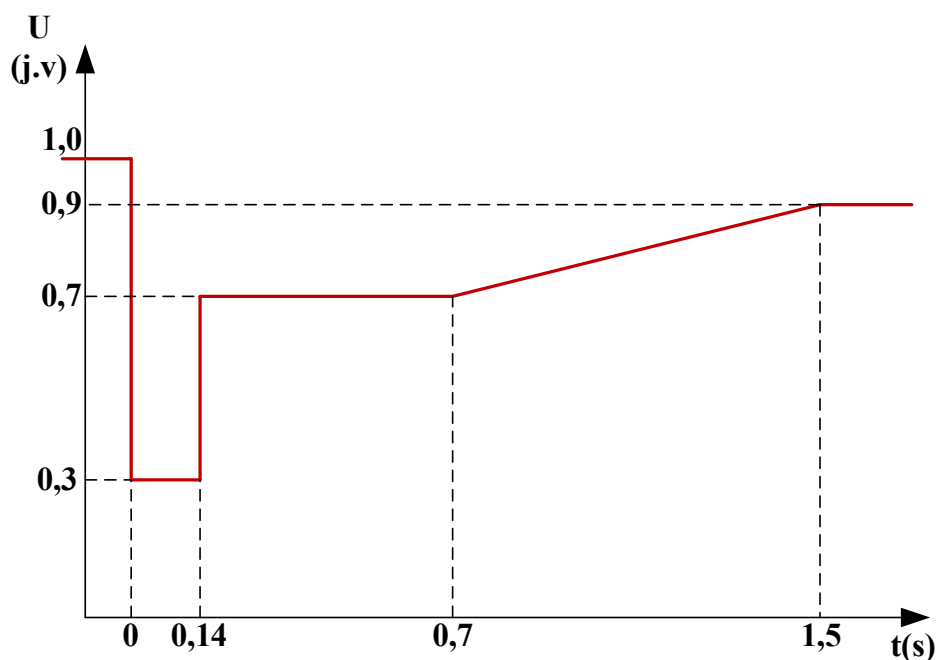
- (1) Производни модули типа Б морају испуњавати захтјеве који се односе на тип А, осим тачке 0 (3).

6.3.3.1 Фреквентна стабилност производног модула

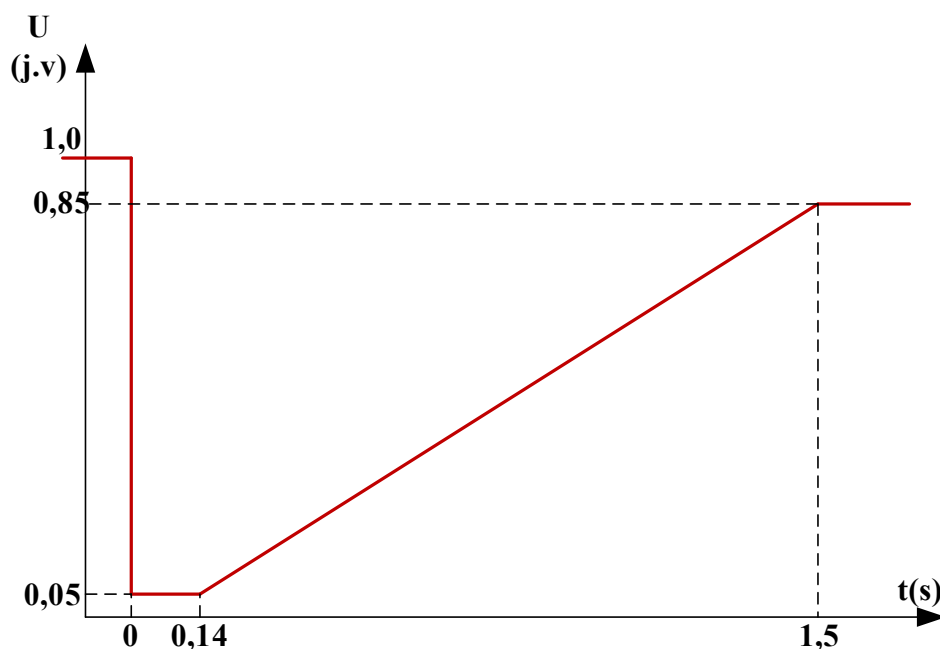
- (1) Производни модули у погледу фреквентне стабилности, тј. ради регулације излазне активне снаге, морају бити опремљени интерфејсом (улазним портом) како би се излазна активна снага могла смањити након примања налога на улазном порту.

6.3.3.2 Стабилност производних модула

- (1) У погледу стабилности, производни модули морају испуњавати услове способности проласка кроз стање квара (*Fault ride through – FRT*), тј. морају бити у стању да остану на мрежи током квара на преносној мрежи и наставе стабилан рад након отклоњених кварова. FRT крива изражава доњу границу вриједности линијских напона у тачки прикључења у функцији времена прије, током и након квара (симетрични и несиметрични). На сљедећим сликама приказане су FRT криве за синхроне производне модуле и модуле електроенергетских паркова.



Слика 6.4. FRT крива за синхроне производне модуле



Слика 6.5. FRT крива за модуле електроенергетских паркова

- (2) ОДС одређује и објављује услове прије и после кV ара за способност проласка кроз стање квара у мрежи у погледу:
- израчуна минималне допуштене снаге кратког споја на мјесту прикључења прије квара
 - радне тачке активне и реактивне снаге производног модула прије квара на мјесту прикључења и напона на мјесту прикључења и
 - израчуна минималне допуштене снаге кратког споја на мјесту прикључења после квара. Уколико је прикључак на 110 kV мрежу НОСБиХ и Електропренос БиХ ће елаборатом одредити претходно наведене услове.
- (3) На произвођачев захтјев ОДС даје услове прије и после квара који узимају у обзир способност проласка кроз стање квара у мрежи као резултат израчуна на мјесту прикључења како је наведено у претходном ставу:
- минималне допуштене снаге кратког споја прије квара на сваком мјесту прикључења изражене у MVA
 - радне тачке производног модула прије квара изражене излазном активном снагом и излазном реактивном снагом и напонем на мјесту прикључења и
 - минималне допуштене снаге кратког споја после квара на сваком мјесту прикључења изражене у MVA.

Алтернативно, надлежни оператор система може дати типичне вриједности.

- (4) Производни модули се могу поновно прикључити на мрежу након испада изазваног мрежним поремећајем само уз сагласност надлежног оператора система.

6.3.3.3 Захтјеви у погледу управљања

- (1) Производни модули морају испуњавати следеће опште захтјеве у погледу управљања система:
 - Управљачке шеме и подешења управљачких уређаја производног модула који су потребни за стабилност преносног система и за подузимање хитних мјера, или било коју њихову промјену, усклађују и договарају НОСБиХ, ОДС и произвођач.
 - Морају имати заштитне планове.
- (2) Надлежни оператор система одређује план и подешења заштите мреже, односно прикључних водова производног модула. Произвођач своје заштитне планове за производни модул и прикључне водове усклађује и договара с Електропреносом БиХ прије пуштања у погон производног модула, али и у случају промјене подешења.
- (3) Заштита производног модула има предност испред погонске регулације, узимајући у обзир сигурност система те здравље и сигурност запосленика и јавности, као и ублажавање сваке штете на производном модулу .
- (4) Заштитни планови могу обухватати:
 - вањски и унутарњи кратки спој
 - несиметрично оптерећење (инверзни редослијед фаза)
 - преоптерећење статора и ротора
 - надпобуду и подпобуду
 - пренапон и поднапон на мјесту прикључења
 - пренапон и поднапон на изводима генератора
 - локалне осцилације
 - струју уклопа
 - асинхрони погон (губитак синхронизма)
 - заштиту од недопуштених торзија вратила (примјер подсинхрона резонанција)
 - заштиту прикључног вода производног модула
 - заштиту блок трансформатора
 - резервну заштиту од квара заштите и расклопног постројења
 - повећање магнетског тока (U/f)
 - повратну снагу
 - брзину промјене фреквенције и
 - помак неутралне тачке напона.
- (5) Промјене планова и подешења заштите производног модула и мреже договарају надлежни оператор система и произвођач.

- (6) Произвођач ће подесити заштитне и управљачке уређаје у складу са сљедећим приоритетима:
- заштита мреже и производног модула
 - виртуелна инерција, ако је примјењиво
 - фреквентна регулација
 - ограничење снаге и
 - ограничење градијента снаге.
- (7) Размјене информација:
- Електране морају осигурати размјену информација с ОДС или НОСБиХ у реалном времену или периодично уз временско означавање, како одреди ОДС или НОСБиХ у складу с тачком 0.
 - ОДС, у координацији с НОСБиХ одређује садржај размјене информација, укључујући листу података који доставља електрана.

6.3.4 Додатни захтјеви за синхрони производни модул типа Б

- (1) Синхрони производни модули морају испуњавати сљедеће додатне захтјеве у погледу напонске стабилности:
- А) Надлежни оператор система има право одредити способност синхроног производног модула за осигуравање реактивне снаге.
- (2) Синхрони производни модул опрема се трајним системом за аутоматску регулацију побуде који може осигуравати сталан напон на изводима генератора на подешеној вриједности, коју се може бирати, без нестабилности у цијелом радном подручју синхроног производног модула.
- (3) С обзиром на стабилност, синхрони производни модули морају бити способни за успостављање активне снаге после кvara у износу од 90% вриједности активне снаге прије кvara у року до 5 секунди.

6.3.5 Додатни захтјеви за модул електроенергетског парка типа Б

Производни модули типа Б морају испуњавати утврђене захтјеве за типове А и Б.

6.3.5.1 Напонска стабилност

- (1) Модул електроенергетског парка мора бити способан да обезбједи реактивну снагу у опсегу $0,33 Q/P_{\max}$ у оба смјера.
- (2) Модул електроенергетског парка мора бити способан осигурати ињектирање или апсорпцију додатне реактивне струје на мјесту прикључења у односу стање прије кvara, приликом снижених или повишених напона, до својих максималних вриједности.

- (3) Додатна реактивна струја ће бити функција одступања директне компоненте напона у тачки прикључка. Захтјеви за додатном реактивном струјом модула електроенергетских паркова прикључених на дистрибутивни систем утврђују се у складу са документом EN 50549-2.
- (4) У случају несиметричних (једнополних или двополних) кварова, модул електроенергетског парка обезбјеђује директну, инверзну и нулту компоненту додатне реактивне струје, према захтјевима ОДС-а дефинисаним у процесу прикључења.

6.3.5.2 Успостављање активне снаге

- (1) Модул електроенергетског парка мора успоставити активну снагу после кvara према следећим захтјевима:
 - Успостављање активне снаге после кvara почиње када напон постигне 0,9 j.v.
 - Допуштено вријеме за успостављање активне снаге износи 1 секунду.
 - Активна снага мора износити најмање 90% вриједности снаге прије кvara са тачношћу од 10%.

6.3.6 Општи захтјеви за производне модуле типа Ц

Производни модули морају испуњавати захтјеве који се односе на тип Б осим тачке 0 (1).

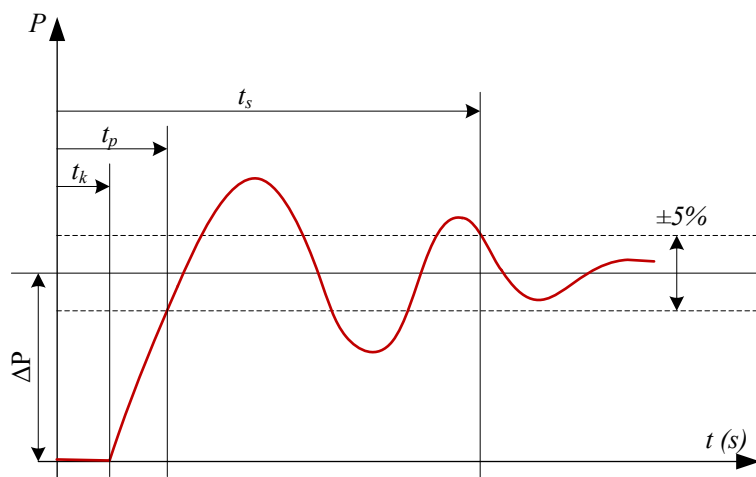
6.3.6.1 Фреквентна стабилност производног модула

- (1) Производни модули морају испуњавати следеће захтјеве у погледу фреквентне стабилности:
 - А) С обзиром на могућност регулације активне снаге и опсег регулације, регулациони систем производног модула мора имати могућност подешавања задате вриједности активне снаге. Захтијевано вријеме достизања задате вриједности и толеранције активне снаге НОСБиХ и/или ОДС ће се дефинисати у Елаборату техничког рјешења прикључка на преносну мрежу, у зависности од врсте технологије производног модула, а провјериће се у Тестовима усаглашености.
 - Б) Ручна регулација се допушта у случајевима кад су уређаји за аутоматску даљинску регулацију изван погона. Минимално вријеме достизања задате вриједности је 15 минута са толеранцијом од 10% задате активне снаге.

6.3.6.2 Ограничен фреквентни осјетљив начин рада – подфреквентни (LFSM-U)

- (1) Уз тачку 0 примјењују се следећи захтјеви на производне модуле с обзиром на ограничен фреквентни осјетљив начин рада – подфреквентни (LFSM-U).
- (2) производни модул мора бити способан активирати фреквентни одзив активне снаге при фреквентном прагу и поставкама статизма:
 - Фреквентни праг је 49,8 Hz.

- Поставка статизма је 5%. Статизам мора бити подесив у опсегу који одговара одређеној технологији, а који се креће у оквиру 2 – 12%.
- (3) За стварни фреквентни одзив активне снаге у LFSM-U-у требају бити узети у обзир:
- ниво акумулације, температура околине, падавине, брзине вјетра, ирадијација и сл.
 - техничке способности у зависности од технологије производног модула.
- (4) Вријеме кашњења (t_k) активирања фреквентног одзива активне снаге производног модула мора бити што краће, колико је то технички могуће, али не смије бити дуже од двије секунде. За вријеме кашњења веће од двије секунде произвођач пружа техничке доказе о разлозима продужења времена одзива.
- (5) Производни модул у LFSM-U режиму рада мора бити способан осигурати повећање снаге до своје максималне снаге у складу с временима као што је приказано на сљедећој слици. Времена (вријеме одзива t_p и вријеме стабилизације t_s) требају бити договорена с надлежним оператором система у зависности од техничке могућности производних модула.

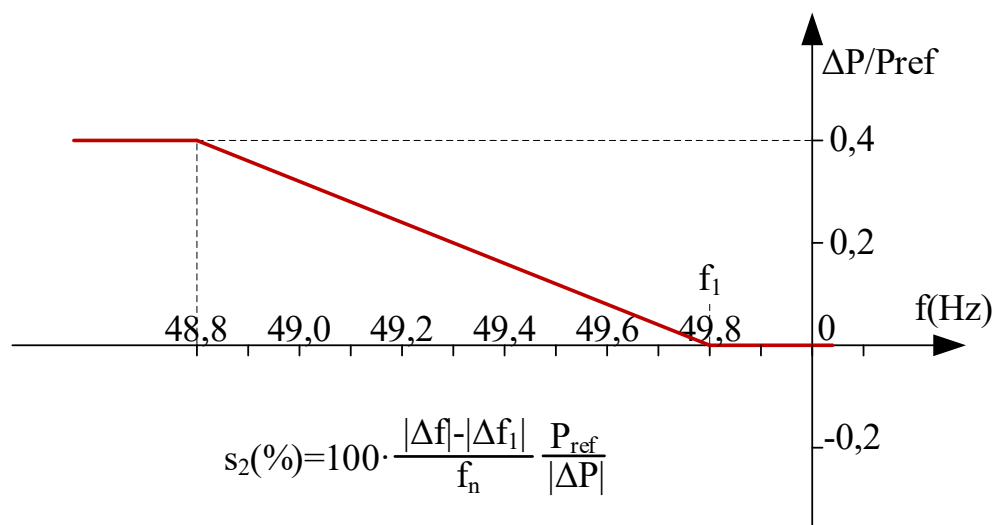


Слика 6.6. Толеранција и трајање одзива активне снаге

- (6) Препоручене вриједности за:
- синхроне модуле вријеме одзива $t_p \leq 5$ минута за повећање снаге $\Delta P = 0,2 P_{max}$. Укупно вријеме стабилизације одзива $t_s \leq 6$ минута.
 - модуле електроенергетских паркова (вјетроелектране) $t_p \leq 5$ секунди за повећање снаге од $0,2 P_{max}$ уколико је радна тачка изнад $0,5 P_{max}$. Уколико је радна тачка испод $0,5 P_{max}$ вријеме одзива може бити веће. Укупно вријеме стабилизације одзива $t_s \leq 30$ s.
 - остале модуле електроенергетских паркова $t_p \leq 10$ секунди за повећање снаге $\Delta P = 0,5 P_{max}$. Укупно вријеме стабилизације одзива $t_s \leq 30$ s.
 - У зависности од техничких могућности, надлежни оператор система са произвођачем може договорити и друго вријеме стабилизације одзива t_s , ако препоручене вриједности не могу бити остварене.

$$- t_k \ll t_p.$$

(7) Производни модул мора осигурати стабилан рад у LFSM-U-y:



Слика 6.7. Фреквентни одзив активне снаге у LFSM-U

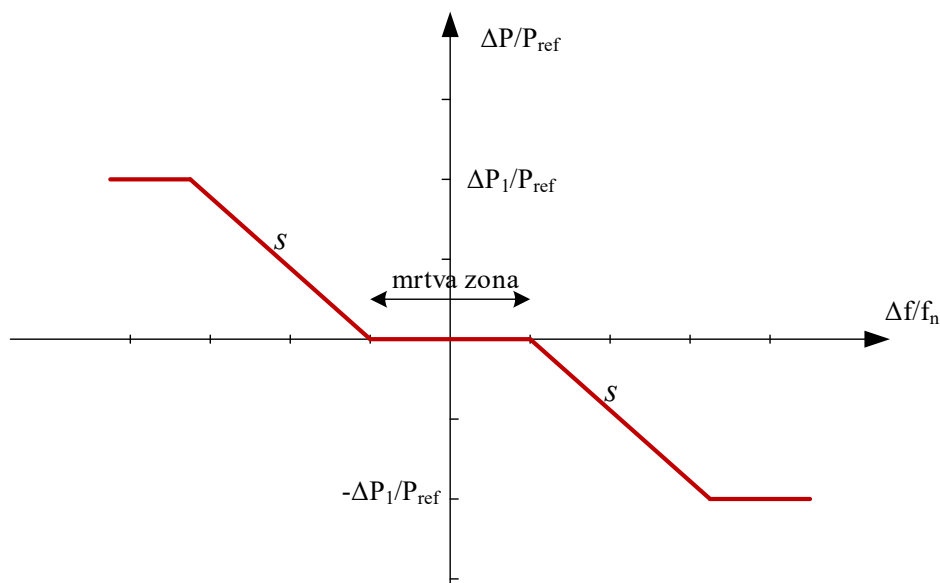
При томе су:

- P_{ref} - максимална снага синхроног производног модула на коју се односи ΔP , односно излазна снага модула електроенергетског парка у тренутку достизања LFSM-U прага
- ΔP - промјена излазне активне снаге производног модула
- f_n - називна фреквенција (50 Hz) у мрежи, а Δf фреквентно одступање у мрежи.

(8) Кад је активан фреквентни осјетљив начин рада, производни модул способан је пружати фреквентни одзив активне снаге у складу с параметрима приказаним у следећој табели.

Табела 4. Параметри за фреквентни одзив активне снаге у фреквентно осјетљивом начину рада (објашњење за слику 6.8.)

Параметри	Подручја	
Подручје активне снаге у односу на максималну снагу	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	1,5 – 10%
Неосјетљивост фреквентног одзива	$ \Delta f_i $	≤ 10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02%
Мртва зона фреквентног одзива		± 10 mHz укључујући неосјетљивост фреквентног одзива; Мора бити подесив у опсегу 0 - 200 mHz;
Статизам s_1		Стандардна вриједност је 5%.

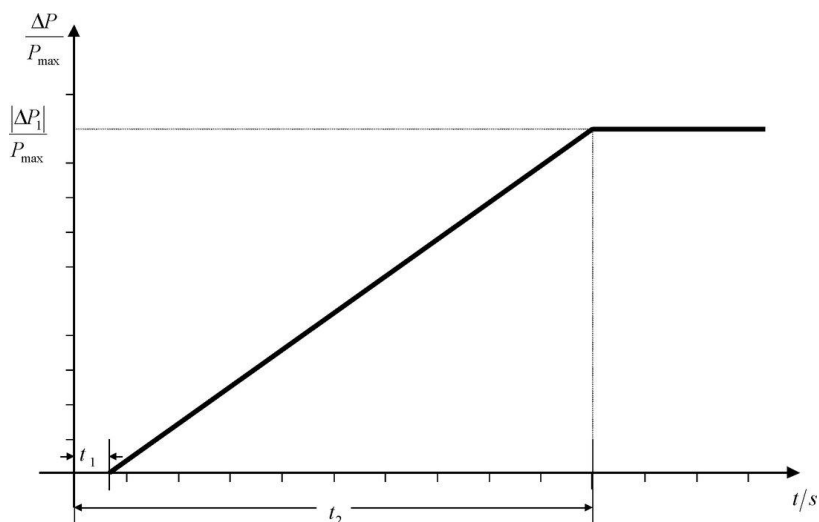


Слика 6.8. Фреквентни одзив активне снаге у фреквентно осјетљивом начину рада

При томе је:

- P_{ref} - максимална снага синхроног производног модула на коју се односи ΔP , односно излазна снага модула електроенергетског парка у тренутку достизања FSM прага
- ΔP - промјена излазне активне снаге производног модула
- f_n - називна фреквенција (50 Hz) у мрежи а Δf фреквентно одступање у мрежи.

- (9) Мртва зона фреквентног одзива за фреквентно одступање и статизам морају бити подесиви;
- (10) У случају скоковите промјене фреквенције, производни модул способан је активирати пуни фреквентни одзив активне снаге на нивоу пуне линије или изнад ње, како је приказано на слици 6.9, у складу с параметрима наведеним у табели 5.
- (11) Активирање фреквентног одзива активне снаге производног модула не смије каснити више од двије секунде. За веће вријеме одзива произвођач пружа техничке доказе којима се доказује зашто је потребно дуже вријеме. За производне модуле без инерције кашњење мора бити мање од 0,5 секунди. Ако произвођач не може испунити тај захтјев, доставља техничке доказе којима се доказује зашто је потребно дуље вријеме за почетну активацију фреквентног одзива активне снаге.



Слика 6.9. фреквентни одзив активне снаге

При томе су:

$P_{\max}$ - максимална снага производног модула на коју се односи ΔP

ΔP - промјена излазне активне снаге производног модула

t_1 – почетно кашњење

t_2 – вријеме пуне активације.

(12) Производни модул мора бити способан пружати фреквентни одзив активне снаге у трајању од минимално 15 минута.

(13) Регулација активне снаге не смије штетно утицати на фреквентни одзив активне снаге производних модула.

Табела 5. Параметри за пуну активацију фреквентног одзива активне снаге изазвану скоковитом промјеном фреквенције (објашњење за слику 6.9.)

Параметри	Подручја или вриједности
Подручје активне снаге (подручје $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$ снаге у односу на максималну фреквентног одзива)	1,5 – 10%
За производне модуле с инерцијом, највеће допуштено почетно кашњење t_1	2 сек
За производне модуле без инерције, највеће допуштено почетно кашњење t_1	0,5 сек
Најдуже допуштено изабрано вријеме пуне активације t_2 , осим ако се, због стабилности система, допусте дужа времена активације	30 сек

- (14) Производни модул мора имати могућности за поновно успостављање фреквенције или одржавање планираних вриједности токова размјене снаге између регулационих подручја. Минимална брзина промјене производње ($P_{\max}/\min$) износи:
- гасне електране 8%
 - термоелектране 2% и
 - други производни модули 20%.
- (15) Пумпно - акумулационе електране морају бити способне искључити своје оптерећење у случају подфреквенције.

6.3.6.3 Праћење фреквентно осјетљивог начина рада у реалном времену

- (1) За праћење рада фреквентног одзива активне снаге производни модул мора бити опремљен интерфејсом за пренос података у реалном времену из електране у SCADA систем ОДС-а или НОСБиХ-а. Просљеђују се следећи сигнали:
- стање фреквентно осјетљивог начина рада (укључено/искључено)
 - планирана излазна активна снага
 - стварна вриједност излазне активне снаге
 - стварна подешења параметара за фреквентни одзив активне снаге,
 - статизам и мртва зона.
- (2) ОДС и НОСБиХ могу одредити додатне сигнале ради провјере учинка одзива електрана које учествују у фреквентном одзиву активне снаге.

6.3.6.4 Стабилност производног модула

- (1) Производни модули морају испуњавати следеће захтјеве у погледу стабилности:
- А) У случају осцилације снаге производни модули задржавају статичку стабилност при погону у било којој радној тачки погонског дијаграма.
 - Б) Производни модули морају бити способни остати прикључени на мрежу и радити без смањења снаге све док су напон и фреквенција унутар граница дефинисаних у овом Мрежном кодексу.
 - В) Производни модули морају бити способни да остану у погону током дјеловања АПУ у замкастој мрежи.

6.3.6.5 Поновно успостављање рада система

- (1) „Black“ старт:
- А) Производни модул који има способност „black“ старта и који је изабран за пружање ове услуге мора бити спреман за покретање у року 10 минута након издавања налога НОСБиХ-а.

- Б) Производни модул мора бити способан аутоматски регулисати краткотрајне падове напона проузроковане прикључењем потрошње.
 - В) Производни модул мора:
 - бити способан за рад испод техничког минимума производње активне снаге
 - бити способан регулисати прикључење потрошње у одређеним корацима
 - бити способан за погон у LFSM-O-у и LFSM-U-у
 - регулисати фреквенцију у случају надфреквенције и подфреквенције у цијелом подручју излазне активне снаге
 - бити способан за паралелан погон неколико производних модула унутар једног острва и
 - аутоматски регулисати напон током поновне успоставе погона система.
- (2) Острвски режим рада:
- А) Производни модул није дужан бити оспособљен за погон у острвском режиму рада.
 - Б) Произвођач и ОДС у координацији с НОСБиХ-ом дефинишу методу за детекцију острвског погона. Метод детекције не смије се ослонити само на сигнализацију положаја склопних уређаја са стране мреже.
- (3) Брза ресинхронизација:
- А) У случају искључења са мреже производни модул мора бити способан за брзу ресинхронизацију у складу са Планом одбране ЕЕС-а.
 - Б) Производни модул с минималним временом ресинхронизације, дужим од 15 минута, након одвајања од било којег вањског извора електричне енергије мора бити пројектован за прелаз на рад на властиту потрошњу из било које радне тачке свог погонског дијаграма.
 - В) Производни модули морају бити способни за наставак погона након прелаза на властиту потрошњу, без обзира на прикључке властите потрошње на мрежу. Минимално вријеме погона одређује ОДС у координацији с НОСБиХ-ом, али не може бити мање од 30 мин.

6.3.6.6 Захтјеви у погледу управљања

- (1) С обзиром на губитак угаоне стабилности или губитак могућности регулације, производни модул мора бити способан за аутоматско искључење са мреже ради очувања сигурности система или заштите самог модула. У координацији с НОСБиХ-ом произвођач и ОДС договарају критерије за детекцију губитка угаоне стабилности или губитка могућности регулације.
- (2) Електране морају инсталирати опрему за регистрацију кварова и праћење динамичког понашања система, која врши запис сљедећих параметара:
 - напон
 - активну снагу

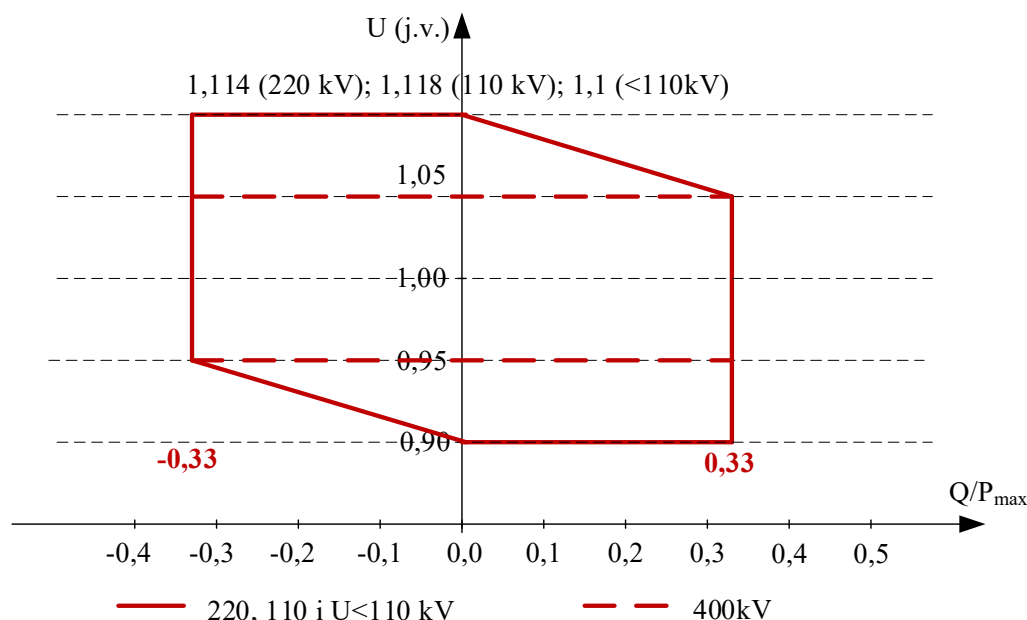
- реактивну снагу и
 - фреквенцију.
- (3) Подешања опреме за регистрацију кварова, укључујући критерије окидања и брзине узорковања, морају бити у складу са техничким стандардима ОДС-а и НОСБиХ-а.
- (4) Надзор динамичког понашања система обухвата окидач за откривање слабо пригушених осцилација снаге који мора бити у складу са техничким стандардима ОДС-а и НОСБиХ-а.
- (5) ОДС и НОСБиХ морају имати приступ информацијама са уређаја за праћење квалитета снабдијевања и динамичког понашања система. ОДС и НОСБиХ дефинишу комуникационе протоколе за размјену података у складу с тачком 0.
- (6) На захтјев ОДС-а или НОСБиХ-а, произвођач доставља симулационе моделе за стационарна и динамичка стања као и моделе за симулацију електромагнетних прелазних процеса. Произвођач осигурава да су достављени модели у складу с резултатима Тестова усаглашености које је верификовао ОДС или НОСБиХ.
- А) Модели које доставља произвођач морају садржавати сљедеће подмоделе:
- модел генератора
 - турбински регулатор
 - регулатор напона, укључујући функцију стабилизатора електроенергетског система и систем за регулацију узбуде
 - заштитне моделе производног модула, како су договорили ОДС и НОСБиХ са произвођачем и
 - моделе претварача за модуле електроенергетског парка.
- Б) Захтјев за доставу симулационих модела мора бити усклађен са НОСБиХ-ом и мора укључити:
- формат
 - попис документације о структури модела и блок дијаграмима
 - процјену минималне и максималне снаге кратког споја на мјесту прикључења, изражену у MVA.
- В) На захтјев ОДС-а или НОСБиХ-а произвођач доставља записе о тестирањима рада производног модула како би се извршило поређење одзива модела.
- (7) Ако ОДС и/или НОСБиХ сматрају да је потребно уградити додатне уређаје за погон и сигурност система у електрани ради одржавања или обнове погона или сигурности система, ОДС и/или НОСБиХ се са произвођачем требају договорити о одговарајућем рјешењу.
- (8) Најмања и највећа брзина промјене излазне активне снаге је 1% и 20 % $P_{\max}/\min$ у оба смјера.
- (9) Начин уземљења звјездишта на мрежној страни блок трансформатора мора бити у складу са спецификацијама надлежног оператора.

6.3.7 Додатни захтјеви за синхрони производни модул типа Ц

Синхрони производни модули типа Ц морају испуњавати утврђене захтјеве за типове А, Б и Ц те додатне захтјеве за синхроне производне модуле типа Б.

6.3.7.1 Напонска стабилност

- (1) С обзиром на способност производње реактивне снаге, надлежни оператор система може одредити додатну реактивну снагу која се осигурава за компензацију реактивне снаге на прикључном воду или каблу од мјеста прикључења на мрежу до вишенпонске стране блок трансформатора.
- (2) Синхрони производни модул мора бити способан пружати реактивну снагу при својој максималној активној снази у складу са минималним захтјевима дефинисаним на дијаграму $U-Q/P_{\max}$ који је приказан на сљедећој слици, што зависи од напона на мјесту прикључења. Способност осигуравања реактивне снаге примјењује се на мјесту прикључења.



Слика 6.10. Карактеристика $U-Q/P_{\max}$ синхроног производног модула

- (3) На захтјев надлежног оператора система синхрони производни модул мора бити способан пријећи на било коју радну тачку унутар карактеристике $U-Q/P_{\max}$ у периоду који је тај оператор система дефинисао у процесу прикључења и који је провјерен у фази тестирања усаглашености.
- (4) При погону у коме је излазна активна снага мања од максималне снаге ($P < P_{\max}$) синхрони производни модул мора бити способан производити реактивну снагу и радити у свакој радној тачки на погонском дијаграму производног модула. Испорука, односно преузимање реактивне снаге на мјесту прикључења мора одговарати погонском дијаграму, узимајући у

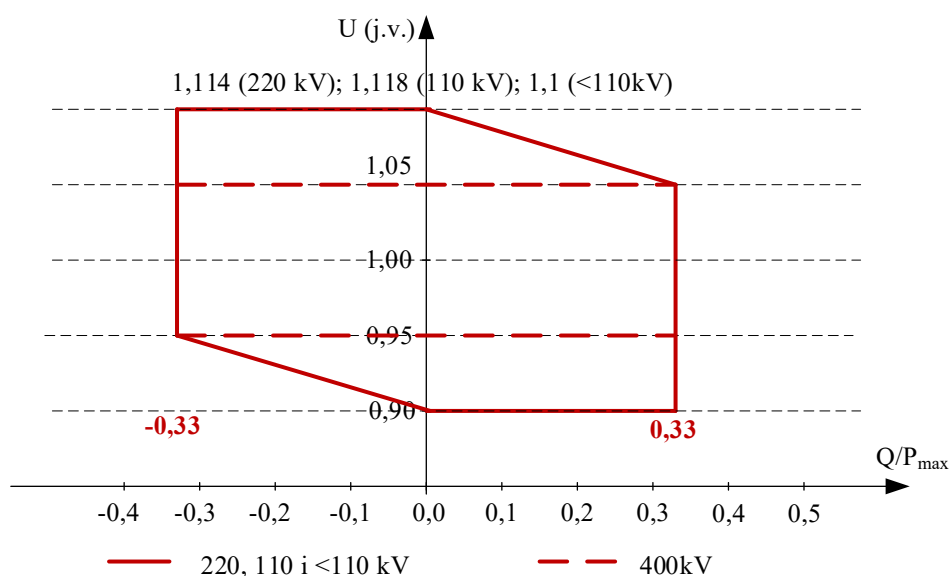
обзир, снагу напајања vlastите потрошње и губитке активне и реактивне снаге блок трансформатора.

6.3.8 Додатни захтјеви за модул електроенергетског парка типа Ц

- (1) Производни модули типа Ц морају испуњавати утврђене захтјеве за типове А, Б и Ц те додатне захтјеве за модул електроенергетског парка типа Б.
- (2) Обезбјеђење виртуелне инерције није обавезно.

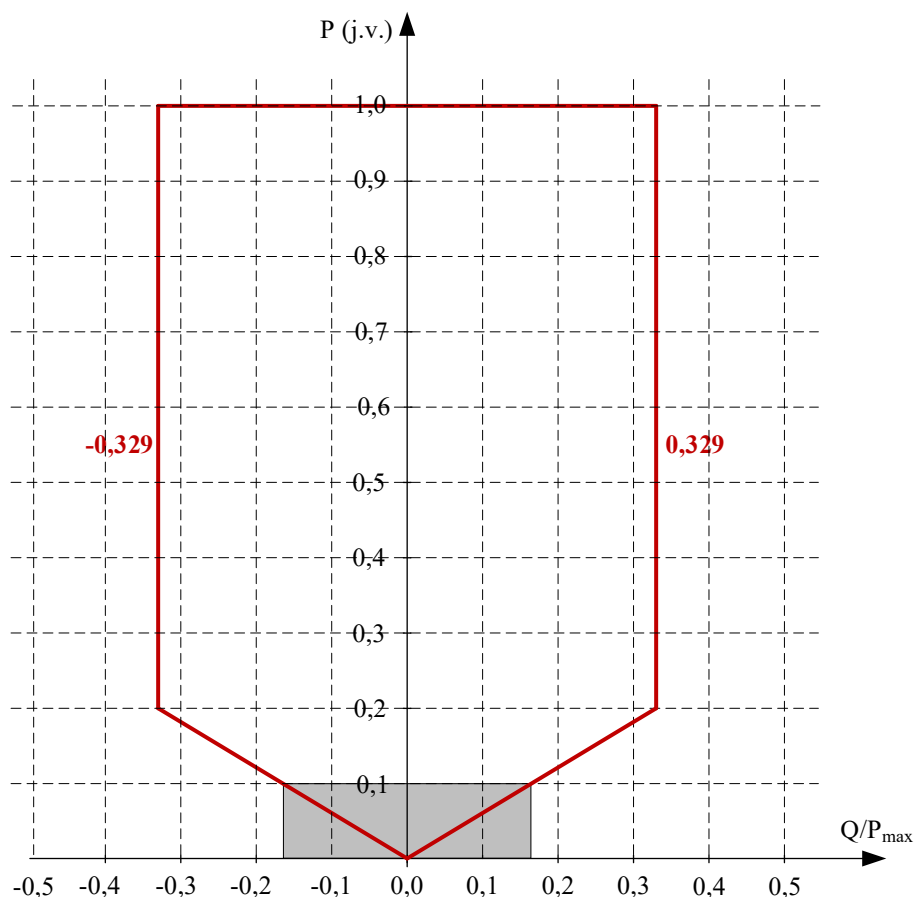
6.3.8.1 Напонска стабилност

- (1) С обзиром на способност производње реактивне снаге, надлежни оператор система може одредити додатну реактивну снагу која се осигурава за компензацију реактивне снаге на прикључном воду или каблу од мјеста прикључења на мрежу до вишенпонске стране блок трансформатора.
- (2) Модул електроенергетског парка мора бити способан пружати реактивну снагу при својој максималној активној снази у складу с минималним захтјевима који су дефинисани на дијаграму $U-Q/P_{\max}$ који је приказан на сљедећој слици, што зависи од напона на мјесту прикључења. Способност осигуравања реактивне снаге примјењује се на мјесту прикључења.



Слика 6.11. Карактеристика $U-Q/P_{\max}$ модула електроенергетског парка

- (3) При погону с излазном активном снагом мањом од максималне снаге ($P < P_{\max}$), модул електроенергетског парка мора бити способан осигурати реактивну снагу у било којој радној тачки карактеристике $P-Q/P_{\max}$, ако су сви генератори модула електроенергетског парка технички расположиви, тј. нису изван погона због одржавања или отказа, односно, производња реактивне снаге може бити мања, узимајући у обзир техничку расположивост генератора парка. Придржавање спецификација није потребно у радном подручју $P < 0,1 P_{\max}$ (сиво подручје на слици).



Слика 6.12. Карактеристика P - $Q/P_{\max}$ модула електроенергетског парка

- (4) Модул електроенергетског парка мора бити способан, у року до 10 минута, прећи на било коју радну тачку коју одреди надлежни оператор система унутар своје карактеристике P - $Q/P_{\max}$ у циљу постизања жељене вриједности.

6.3.8.2 Регулација реактивне снаге

- (1) Модул електроенергетског парка мора бити у стању аутоматски осигурати реактивну снагу на следећи начин: регулација напона, регулација реактивне снаге или регулација фактора снаге.
- (2) За потребе режима регулације напона модул електроенергетског парка мора бити способан допринијети регулацији напона на мјесту прикључења осигуравањем размјене реактивне снаге с мрежом за вриједност напона у опсегу од од 0,95 до 1,05 Ун у корацима од највише 0,01 ј.в, с нагибом опсега најмање од 2 до 7% у корацима од највише 0,5%. Излазна реактивна снага мора бити једнака нули кад је вриједност мрежног напона на мјесту прикључења једнака задатој вриједности напона.
- (3) Задата вриједност се може употријебити с мртвом зоном или без ње. Мртва зона се може бирати у опсегу од 0 до $\pm 5\%$ референтног мрежног напона од 1 ј.в. у корацима од највише 0,5%.
- (4) У случају скоковите промјене напона модул електроенергетског парка мора бити у стању постићи 90% промјене излазне реактивне снаге у времену t_1 , и стабилизovati се на

вриједности одређеној нагибом унутар времена t_2 , уз допуштено одступање реактивне снаге у стационарном стању од највише 5% максималне реактивне снаге. Предложене вриједности су $t_1 = 1$ секунда и $t_2 = 10$ секунди.

- (5) За потребе режима регулације реактивне снаге модул електроенергетског парка мора бити у стању да подеси вриједност реактивне снаге у било коју тачку опсега реактивне снаге, како је наведено у тачки 0 и тачки 0, у корацима који нису већи од 5 MVar или 5% пуне реактивне снаге, у зависности од тога шта је мање.
- (6) За потребе режима регулације фактора снаге модул електроенергетског парка може регулисати фактор снаге на мјесту прикључења унутар захтијеваног опсега реактивне снаге, у складу са тачком 0, у корацима од највише 0,01 циљног фактора снаге. Предложене су следеће вриједности:
 - вријеме постизања циљног фактора снаге након нагле промјене излазне активне снаге: 10 секунди
 - допуштено одступање циљног фактора снаге: 1% максималне реактивне снаге електроенергетског парка.
- (7) Надлежни оператор систем, у договору с власником електроенергетског парка, одређује који ће се од три наведена начина регулације реактивне снаге и с њима повезане задате вриједности примјењивати те која додатна опрема је потребна како би се одговарајуће задате вриједности могле подесити даљински.
- (8) С обзиром на одређивање предности доприноса активне или реактивне снаге, НОСБиХ ће одредити да ли током кварова за које је потребна способност проласка кроз стања квара у мрежи, предност има допринос активне или допринос реактивне снаге. Ако се предност даје доприносу активне снаге, обезбјеђење активне снаге мора бити успостављено најкасније 150 ms од почетка квара.
- (9) Модул електроенергетског парка мора бити способан да допринесе пригушивању осцилација снаге, ако то одреди НОСБиХ. Карактеристике електроенергетског парка које се односе на регулацију напона и реактивне снаге не смију штетно утицати на пригушивање осцилација снаге.

6.3.9 Општи захтјеви за производне модуле типа Д

Производни модули морају испуњавати захтјеве који се односе на тип Ц.

6.3.9.1 Напонска стабилност

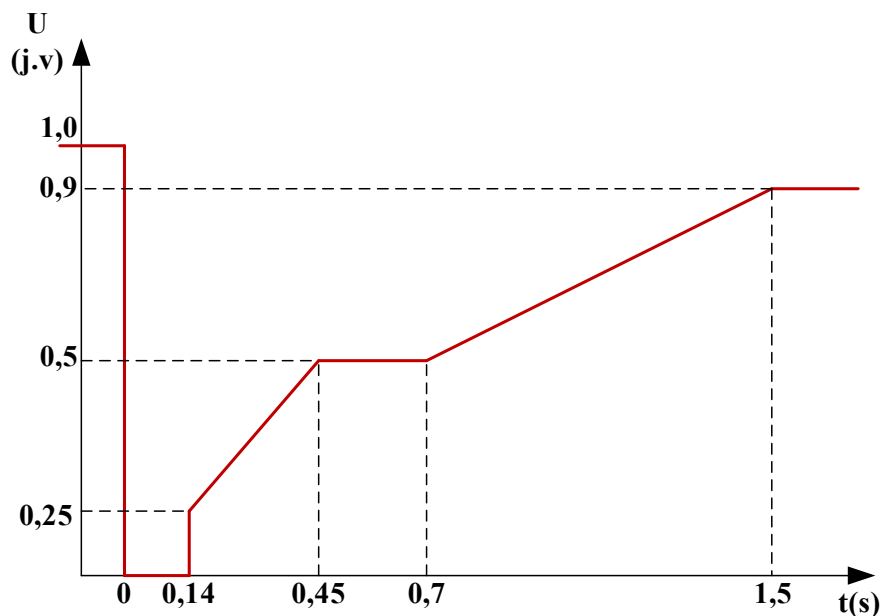
- (1) Производни модули морају испуњавати следеће захтјеве у погледу напонске стабилности:
 - А) Производни модул мора бити способан остати прикључен на мрежу и радити унутар напонских опсега на мјесту прикључења током времена наведених у Табели 2. Прилога 1.
 - Б) НОСБиХ и Електропренос БиХ с произвођачем могу дефинисати шире напонске опсеге или дужи најкраћи период рада. Ако су шири напонски опсези или дужи минимални

период рада технички и економски изведиви, произвођач не може неутемељено ускратити пристанак.

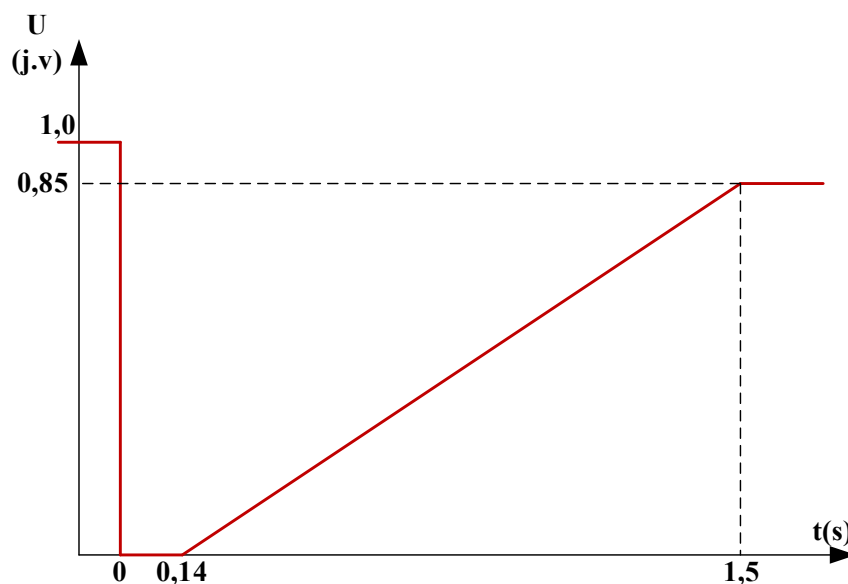
- В) НОСБиХ и Електропренос БиХ с произвођачем могу одредити напоне на мјесту прикључења, на којима је производни модул способан за аутоматски исклоп с мреже. Услови и поставке за аутоматски исклоп договарају се с произвођачем.

6.3.9.2 Стабилност производних модула

- (1) У погледу стабилности, производни модули морају испуњавати услове способности проласка кроз стање квара (*Fault ride through – FRT*), тј. морају бити у стању да остану на мрежи у током квара и наставе стабилан рад након отклоњених кварова. FRT крива изражава доњу границу вриједности линијских напона у тачки прикључења у функцији времена прије, током и након квара (симетрични и несиметрични). На сљедећим сликама приказане су FRT криве за синхроне производне модуле и енергетске паркове.



Слика 6.13. FRT крива за синхроне генераторе



Слика 6.14. FRT крива за модул електроенергетског парка

- (2) НОСБиХ и Електропренос БиХ ће одговарајућим елаборатом, за сваку тачку прикључења производног модула, одредити услове прије и после кvara, који се односе на способност проласка кроз стање кvara у мрежи, у погледу:
- минималне допуштене снаге кратког споја прије кvara на сваком мјесту прикључења изражене у MVA
 - радне тачке производног модула прије кvara изражене као излазна активна снага и излазна реактивна снага те напон на мјесту прикључења и
 - минималне допуштене снаге кратког споја после кvara на сваком мјесту прикључења изражене у MVA.

6.3.9.3 Захтјеви у погледу управљања

- (1) Производни модули морају испуњавати следеће опште захтјеве у погледу управљања системом с обзиром на синхронизацију:
- А) При покретању производног модула синхронизацију обавља произвођач тек након одобрења НОСБиХ-а.
 - Б) Производни модул се опрема потребним уређајима за синхронизацију.
 - В) Синхронизација производних модула могућа је на фреквенцијама унутар подручја утврђених у Табели 2. Прилога 1.
 - Г) НОСБиХ и произвођач договарају поставке синхронизацијских уређаја прије пуштања у погон производног модула. Поставке обухватају:
 - вриједности напона: $U_n \pm 10\%$
 - вриједности фреквенције: 49,5 – 50,2 Hz
 - одступање фазног угла генератора и мреже $\Delta f \leq \pm 10^\circ$

- одступање напона генератора и мреже $\Delta U \leq \pm 10\% U_n$
- одступање фреквенције генератора и мреже $\Delta f \leq \pm 100 \text{ mHz}$
- редослијед фаза.

6.3.10 Додатни захтјеви за синхроне производне модуле типа Д

Синхрони производни модули типа Д морају испуњавати утврђене захтјеве за типове А, Б и Ц и додатне захтјеве за синхроне производне модуле типа Б и Ц.

6.3.10.1 Напонска стабилност

- (1) Параметри и поставке система за регулацију напона ће бити дефинисани Елаборатом и обухватају:
 - ограничење опсега излазног сигнала
 - лимитер подпобуде
 - лимитер надпобуде
 - лимитер струје статора и
 - функција стабилизатора електроенергетског система за пригушивање осцилација снаге за производне модуле, чија је максимална снага једнака или већа од 10 MW.
- (2) Производни модул мора бити способан да потпомогне угаону стабилност у условима квара.

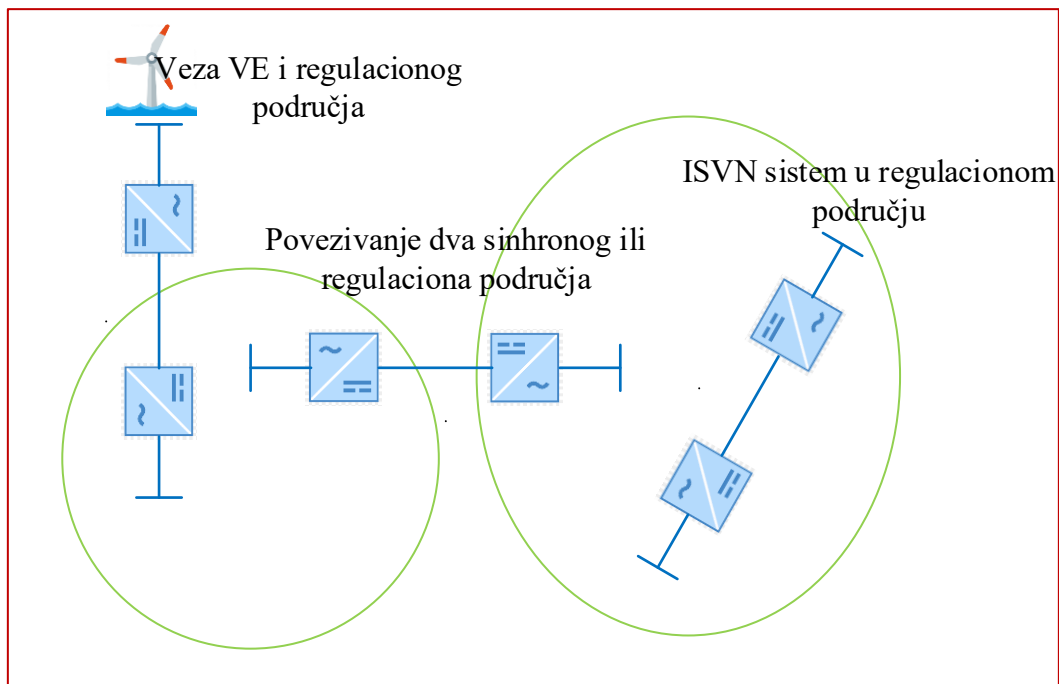
6.3.11 Додатни захтјеви за модул електроенергетског парка типа Д

Производни модули типа Д морају испуњавати утврђене захтјеве за типове А, Б, Ц и Д и додатне захтјеве за модул електроенергетског парка типа Б и Ц.

6.4 Захтјев за прикључење једносмјерних (HVDC) система

6.4.1 Подручје примјене

- (1) Захтјеви се односе за прикључење HVDC системе на преносну мрежу којима се повезују синхрона подручја или регулациона подручја, укључујући back-to-back прикључке.



Слика 6.15. Примјери примјене HVDC модула

6.4.2 Општи захтјеви за прикључење HVDC система

6.4.2.1 Захтјеви у погледу регулације активне снаге и одржавања фреквенције

- (1) HVDC систем мора бити способан остати прикључен на мрежу и радити унутар фреквентних и временских интервала како је наведено у табели.

Фреквентно подручје	Дужина трајања рада
47,0 Hz – 47,5 Hz	60 секунди
47,5 Hz – 49,0 Hz	90 минута
49,0 Hz – 51,0 Hz	неограничено
51,0 Hz – 51,5 Hz	90 минута
51,5 Hz – 52,0 Hz	15 минута

- (2) Систем HVDC мора бити способан за аутоматско искључење из мреже на фреквенцијама које одреди НОСБиХ, само у случају ако за то буде било потребе. Вриједности ће бити усаглашене прије пуштања у погон.
- (3) Највеће допуштено смањење излазне активне снаге од његове радне тачке, ако фреквенција система падне испод 49 Hz, неће бити веће од 2%.
- (4) Систем HVDC мора бити способан остати прикључен на мрежу и радити ако се мрежна фреквенција мијења брзином између $- 2,5$ и $+ 2,5$ Hz/s (у сваком тренутку гдје је вриједност измјерена као просјечна вриједност брзине промјене фреквенције у односу на претходну 1 s).

6.4.2.2 Регулације активне снаге, регулациони опсег и градијент

- (1) Регулација преноса активне снаге:
 - А) Систем HVDC мора бити у стању да регулише пренесену активну снагу до своје максималне преносне моћи у сваком смјеру по налогу НОСБиХ на основу карактеристика постројења и договора с власником HVDC система прије пуштања у погон. У складу са договором власника HVDC система регулација може, да обухвати:
 - највећи и најмањи корак за пренос активне снаге
 - минималну преносну моћ активне снаге HVDC система за сваки смјер испод које се не захтијева могућност преноса активне снаге и
 - Највеће кашњење унутар којег HVDC систем мора бити способан прилагодити пренесену активну снагу након примања налога.
 - Б) Са власником HVDC система НОСБиХ је обавезан договорити начин на који тај систем мора мијењати пренесену активну снагу у случају поремећаја у преносној мрежи на коју је прикључен. Почетно кашњење до почетка промјене мора бити ≤ 10 ms од примања побудног сигнала који је послао НОСБиХ. У случају да није могуће постићи ово вријеме, власник HVDC система ће доставити доказе зашто кашњење прелази ову вриједност;
 - В) НОСБиХ може одредити да HVDC систем мора бити способан за брзу промјену смјера активне снаге. Промјена смјера снаге мора бити могућа од максималне преносне моћи активне снаге у једном смјеру до максималне преносне моћи у другом смјеру, онолико брзо колико је то технички изводљиво у периоду ≤ 2 s, а ако промјена траје дуже од 2 секунде, власник HVDC система ово кашњење мора образложити.
- (2) Уколико НОСБиХ, у координацији са сусједним оператором система, тако одреди, HVDC системи, у оквиру својих регулационих функција, морају бити способни да предузму аутоматске поправне мјере које обухватају заустављање континуираних промјена и блокирање фреквентно осјетљивог начина рада, LFSM-O-a, LFSM-U-a и регулације фреквенције. Критерији активирања и блокирања ће бити одређени у складу с карактеристикама постројења.

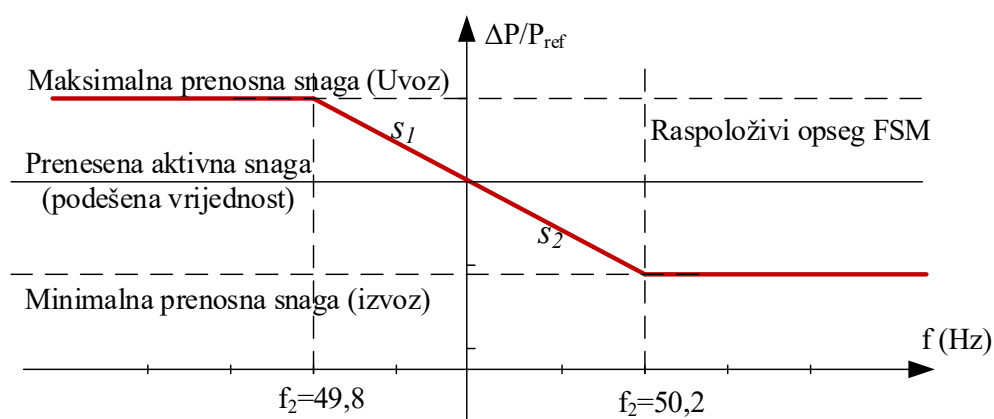
6.4.2.3 Виртуелна инерција

- (1) Уколико НОСБиХ тако одреди, и на основу договора с власником, HVDC систем, као одговор на промјене фреквенције, мора бити способан осигурати виртуелну инерцију која се активира

у нискофреквентним и/или високофреквентним режимима, брзим прилагођавањем примопредаје активне снаге у преносну мрежу.

6.4.2.4 Фреквентни осјетљив начин рада (FSM, LFSM-O и LFSM-U)

- (1) Систем HVDC мора бити способан за одзив на фреквентна одступања у преносној мрежи на коју је та систем прикључен регулацијом преноса активне снаге како је приказано на сљедећој слици и у складу с параметрима у табели 6.
- (2) Регулација фреквентног одзива активне снаге мора бити ограничена минималном и максималном преносном моћи активне снаге HVDC система (у сваком смјеру).



Слика 6.16: Фреквентни одзив активне снаге HVDC система

При томе је :

- ΔP промјена излазне активне снаге из HVDC система
- f_n номинална фреквенција мреже
- Δf фреквентно одступање.

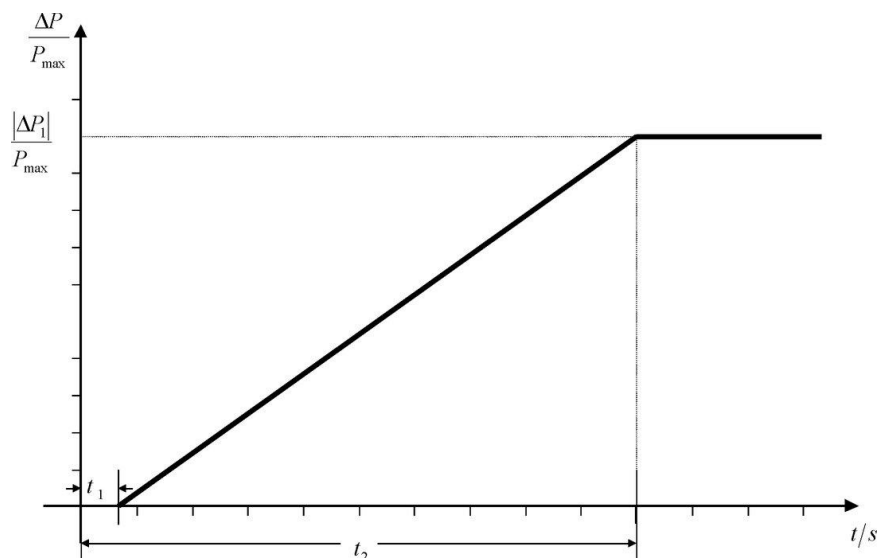
Табела 6: Параметри за фреквентни одзив активне снаге у фреквентно осјетљивом начину рада.

Парметри	Опсег
Мртва зона фреквентног одзива	0 – ± 200 mHz
Статизам s_1 (регулација према горе)	(2-12)%
Статизам s_2 (регулација према доле)	(2-12)%
Неосјетљивост фреквентног одзива	± 10 mHz

- (3) По примању налога НОСБиХ-а, систем HVDC мора бити у стању да прилагоди статизме за регулацију према горе и према доле, мртву зону фреквентног одзива и погонски опсег

одступања унутар расположивог опсега за FSM, како је приказано на претходној слици и унутар граница дефинисаних у претходној табели.

- (4) У случају скоковите промјене фреквенције HVDC систем мора бити способан прилагодити активну снагу на ниво фреквентног одзива активне снаге утврђеног на претходној слици тако да је тај одзив:
- брз колико је технички могуће и
 - на нивоу или изнад пуне црте приказане на сљедећој слици и у складу с параметрима унутар опсега из табеле 3.



Слика 6.17: Способност фреквентног одзива активне снаге HVDC система.

При томе је ΔP промјена активне снаге изазвана скоковитом промјеном фреквенције.

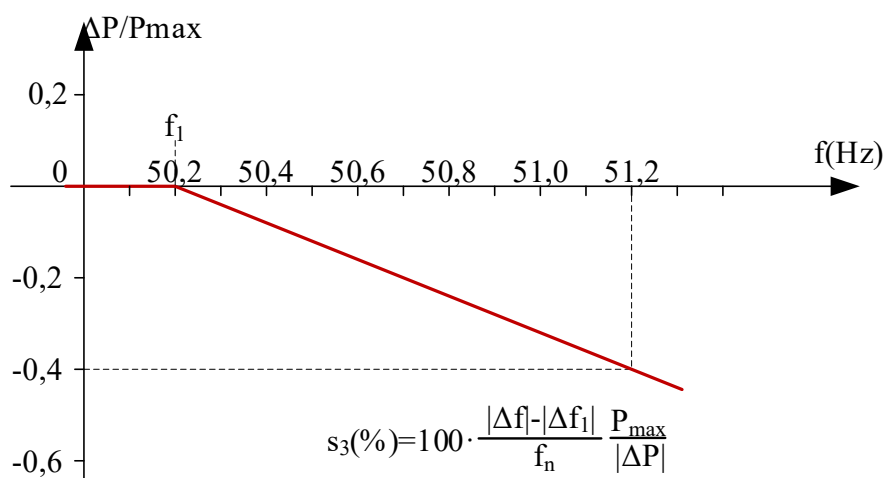
Табела 7: Параметри за пуну активацију фреквентног одзива активне снаге изазвану скоковитом промјеном фреквенције.

Параметри	Вријеме (s)
Највеће допуштено почетно кашњење t_1	0,5
Највеће допуштено вријеме за пуну активацију t_2	30

- (5) HVDC системи који повезују различита регулациона или синхрона подручја морају бити способни, у било ком тренутку и непрекидно, прилагођавати пуни фреквентни одзив активне снаге.
- (6) Током трајања фреквентног одступања, регулација активне снаге не смије имати штетан учинак на фреквентни одзив активне снаге.

6.4.2.5 Ограничени фреквентни осјетљив начин рада – надфреквентни (LFSM-O)

- (1) HVDC систем мора бити способан прилагођавати размјену активне снаге с мрежама измјеничне струје током увоза и извоза у складу са сљедећом сликом при фреквентном прагу $f_1 \geq 50,2$ Hz и статизму s_3 који је прилагодљив у опсегу 2-12%.
- (2) HVDC систем мора бити способан прилагодити снагу до нивоа минималне преносне моћи активне снаге.
- (3) HVDC систем мора бити способан прилагођавати фреквентни одзив активне снаге, што је технички брже изводљиво уз почетно кашњење и вријеме пуне активације како је дефинисано у табели 7.

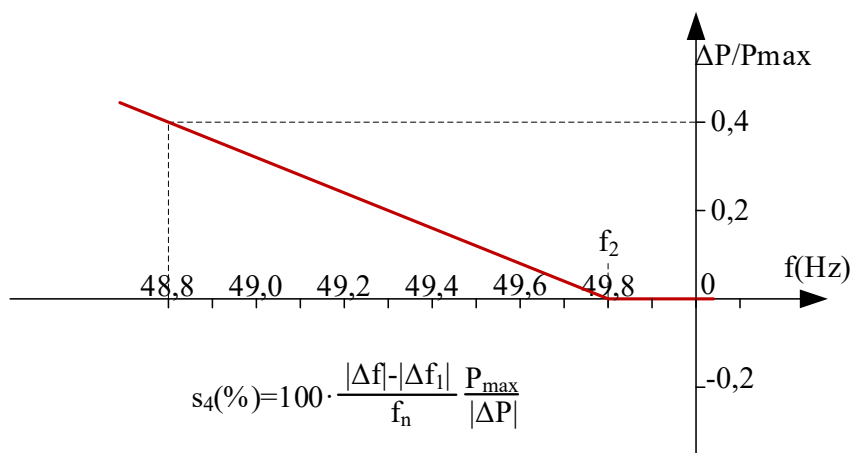


Слика 6.18: Фреквентни одзив активне снаге HVDC система у LFSM-O-у.

При томе је $P_{\max}$ максимална преносна моћ активне снаге HVDC система.

6.4.2.6 Ограничени фреквентни осјетљив начин рада – подфреквентни (LFSM-U)

- (1) HVDC систем мора бити способан прилагођавати фреквентни одзив активне снаге на мреже измјеничне струје током увоза и извоза у складу са сљедећом сликом при опсегу f_2 од $48,8 \text{ Hz} \leq f_2 \leq 49,8 \text{ Hz}$ и статизму s_4 који је прилагодљив у опсегу 2-12%.
- (2) HVDC систем мора бити способан прилагодити снагу до нивоа максималне преносне моћи активне снаге.
- (3) HVDC систем мора бити способан прилагођавати фреквентни одзив активне снаге што је технички брже изводљиво уз почетно кашњење и вријеме пуне активације како је дефинисано у табели 7.



Слика 6.19: Способност HVDC система за фреквентни одзив активне снаге у LFSM-U-у.

6.4.2.7 Регулација фреквенције

- Уколико НОСБиХ одреди, у договору с власником, HVDC систем, зависно од фреквенција, мора бити опремљен независним регулатором за модулирање своје излазне активне снаге на свим мјестима прикључења ради одржавања фреквенције тог система. Начин рада, параметри и критерији активирања регулације фреквенције биће дефинисани с власником HVDC система.

6.4.2.8 Максимални губитак активне снаге

- У зависности од карактеристика HVDC система и у договору с власником, тај систем може бити конфигуриран тако да му се губитак активне снаге ињектиране у синхроно подручје ограничи на вриједност коју одреди НОСБиХ. Ако HVDC систем повезује два регулациона подручја, надлежни оператори система ће усагласити вриједност максималног губитка ињектиране активне снаге.

6.4.3 Захтјеви у погледу регулације реактивне снаге и одржавања напона

6.4.3.1 Захтјеви у погледу напона

- HVDC систем мора бити способан да остане прикључен на преносну мрежу и ради у напонским распонима и временским интервалима наведеним у сљедећој табели.

Називни напон (kV)	напонски опсег (kV)	напонски опсег (j.в.)	Дужина трајања рада
400	340 – 380	0,85 – 0,9	60 минута
	380 - 420	0,9 - 1,05	неограничено
	420 - 440	1,05 – 1,1	60 минута
220	187 - 198	0,85 – 0,9	60 минута

110	198 - 245	0,9 - 1,114	неограничено
	245 - 253	1,114 - 1,15	60 минута
	93,5 - 99	0,85 - 0,9	60 минута
	99 - 123	0,9 - 1,118	неограничено
	123 - 126,5	1,118 - 1,15	60 минута

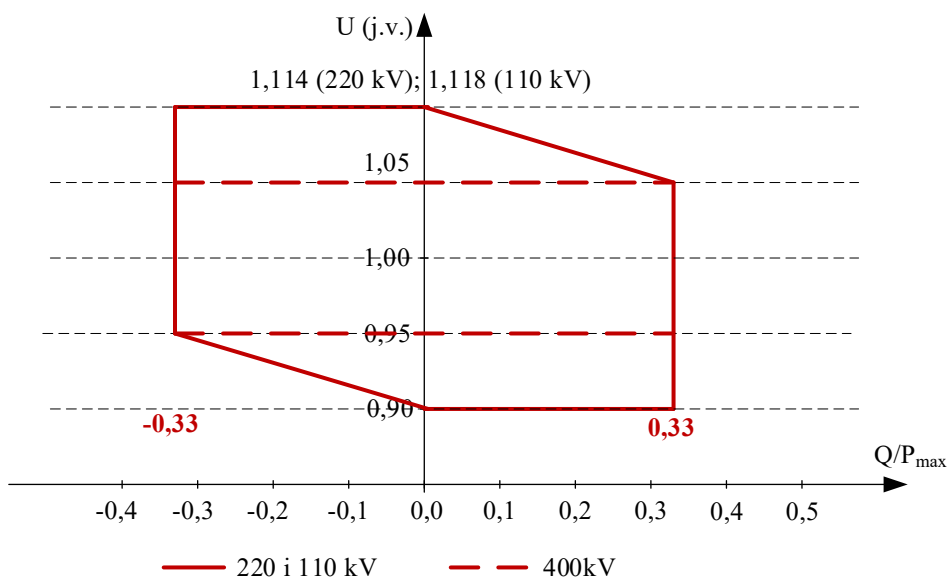
- (2) HVDC систем мора бити способан за аутоматско искључење на мјесту прикључења уколико то одреди НОСБиХ. Услов и подешавања за аутоматско искључење ће договорити НОСБиХ и власник HVDC система.
- (3) За мјеста прикључења на референтним наизмјеничним напонима од 1 рн, која нису обухваћена подручјем примјене из претходне табеле, НОСБиХ у координацији са сусједним операторима система одређује примјенљиве захтјеве на мјестима прикључења.

6.4.3.2 Допринос струји кратког споја током кварова

- (1) Уколико је потребно, НОСБиХ у координацији са сусједним оператором система може одредити да HVDC систем мора имати способност осигурања брзе струје квара на мјесту прикључења у случају симетричних (трополних) кварова. Захтјев треба да обухвати сљедеће:
- начин и вријеме утврђивања одступања напона, као и крај одступања напона
 - карактеристике брзе струје квара
 - вријеме и тачност брзе струје квара, што може имати неколико степени.
- (2) У координацији с сусједним оператором система, НОСБиХ може одредити захтјев за ињектирање асиметричне струје у случају асиметричних (једнополних или двополних) кварова.

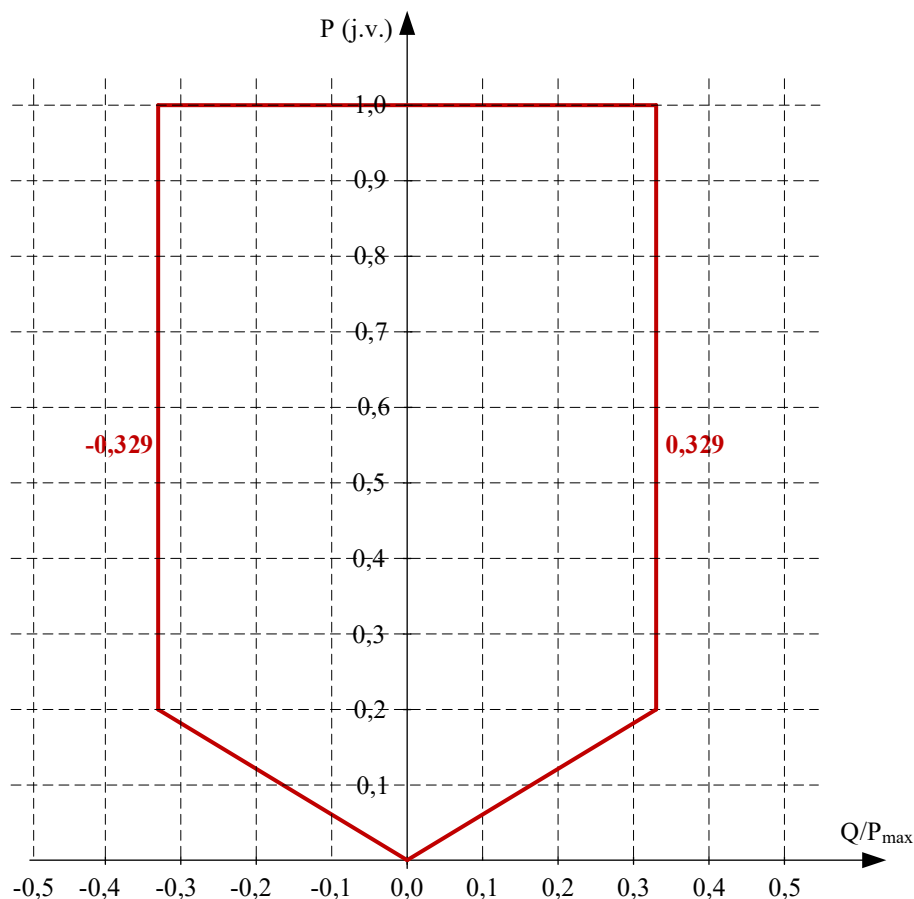
6.4.3.3 Способност производње реактивне снаге

- (1) Претварачка станица HVDC мора бити способна осигурати реактивну снагу при својој максималној преносној моћи активне снаге у складу са сљедећом сликом.



Слика 6.20. Карактеристика U-Q/P_{max} HVDC система на мјесту прикључења на преносну мрежу

- (2) HVDC систем мора бити способан да пријеђе на било коју радну тачку унутар своје карактеристике U-Q/P_{max} у периоду од 1 минут након примања налога од НОСБиХ-а.
- (3) При раду на излазној активној снази ($P < P_{\max}$) HVDC система, претварачка станица HVDC мора бити способна радити у свакој радној тачки дијаграма представљеној на сљедећој слици.



Слика 6.21. Карактеристика P-Q/P_{max} HVDC система на мјесту прикључења на преносну мрежу

6.4.3.4 Размјена реактивне снаге с мрежом

- (1) Власник HVDC система је дужан осигурати да реактивна снага његовог HVDC система на мјесту прикључења буде ограничена на вриједности које одреди НОСБиХ према договору с власником и техничким карактеристикама HVDC система.
- (2) Промјене реактивне снаге проузроковане радом система HVDC у режиму регулације реактивне снаге не смију резултирати напонским кораком већим од 5% допуштене вриједности на мјесту прикључења.

6.4.3.5 Режим регулације реактивне снаге

- (1) HVDC систем мора бити способан радити у најмање једном режиму регулације, у зависности од тога како одреди НОСБиХ. Режими су:
 - А) режим регулације напона
 - Б) режим регулације реактивне снаге
 - В) режим регулације фактора снаге.
- (2) HVDC систем, у свим режимима из претходне тачке, мора бити расположив и у режимима без размјене активне снаге.

- (3) За потребе режима регулације напона сваки HVDC систем мора бити способан допринијети регулацији напона на мјесту прикључења искориштавајући своје могућности, уз истодобно поштовање тачака 0 и 0, у складу са сљедећим карактеристикама регулације:
- А) Подешену вриједност напона на мјесту прикључења одређује НОСБиХ.
 - Б) Регулација напона може радити с мртвом зоном од 0 - 5% око подешене вриједности. Мртва зона мора бити прилагодљива у корацима од 0,5%.
 - В) Након скоковите промјене напона, HVDC систем мора бити способан:
 - постићи 90% промјене излазне реактивне снаге у времену t_1
 - (Предложена вриједност $t_1 = 1s$)
 - стабилизovati се на вриједности одређеној радним нагибом у времену t_2 .
 - (Предложена вриједност $t_2 = 10s$)
 - Допуштено одступање статичког стања је 5% од максималне реактивне снаге.
 - Г) Регулација напона изводи се промјеном излазне реактивне снаге као комбинације промијењене подешене вриједности напона и додатне задате компоненте реактивне снаге. Нагиб је у опсегу 1-50 MVar/s са кораком 1 MVar/s.
- (4) С обзиром на режим регулације реактивне снаге, радна тачка се мора моћи подесити у било коју тачку радног дијаграма (тачке 0 и 0 респективно) у корацима који нису виши од 5 MVar или 5% максималне реактивне снаге, у зависности од тога шта је мање.
- (5) За потребе режима регулације фактора снаге HVDC систем мора бити способан регулисати фактор снаге до циљане вриједности на мјесту прикључења уз поштовање тачака 0 и 0. Подешене вриједности морају бити доступне у корацима 0,01 циљаног фактора снаге.
- (6) НОСБиХ ће одредити карактеристике опреме која је потребна за даљинску регулацију одговарајућих вриједности.

6.4.3.6 Предност доприноса активне или реактивне снаге

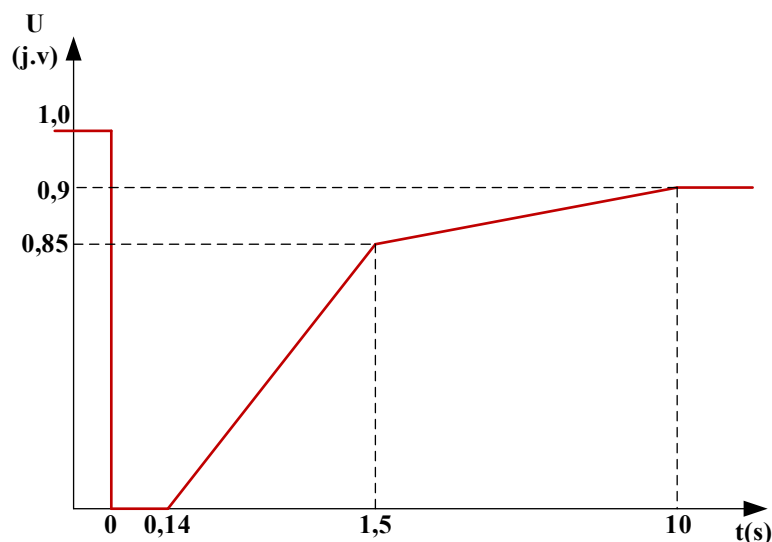
- (1) Допринос реактивне снаге има приоритет у току режима ниских или високих напона и током kV арова за које је потребна способност проласка кроз стање kV ара.

6.4.3.7 Квалитет електричне енергије

- (1) Квалитет електричне енергије треба да буде усклађен са тачком 0.

6.4.3.8 Способност проласка кроз стање квара

- (1) HVDC систем мора бити способан остати прикључен на мрежу и наставити стабилан погон након успоставе електроенергетског система после уклањања квара. FRT крива, приказана на сљедећој слици, изражава доњу границу линијских напона на мјесту прикључења током симетричног квара у функцији времена прије, у току и након квара.



Слика 6.22. FRT за HVDC системе у тачки прикључења на преносну мрежу

- (2) На захтјев власника HVDC система НОСБиХ и Електропренос БиХ ће у току израде Елабората за прикључење на преносну мрежу осигурати услове прије и после квара у вези са:
 - А) минималном допуштеном снагом кратког споја прије квара на мјесту прикључења
 - Б) радном тачком HVDC претварачке станице прије квара која је изражена као излазна активна снага и излазна реактивна снага на мјесту прикључења те напон на мјесту прикључења и
 - В) минималном допуштеном снагом кратког споја после квара на мјесту прикључења.
- (3) Алтернативно, НОСБиХ може дати генеричке вриједности за горе наведене услове изведене из типичних случајева.
- (4) У договору са власником HVDC система и ако је то технички изводиво, НОСБиХ може одредити напоне блокирања (U_{blok}) на мјестима прикључења (препоручена вриједност је $U_{\text{blok}} = 0,7U_n$). Блокирање значи наставак прикључености на мрежу без доприноса активне и реактивне снаге у што краћем периоду.
- (5) Власник HVDC система ће подесити поднапонску заштиту на највеће могуће техничке могућности претварачке станице HVDC.
- (6) Способности проласка кроз стање квара у случају асиметричних кварова мора бити у складу с претходном тачком.

6.4.3.9 Успостава активне снаге после квара

- (1) HVDC систем мора бити у стању да у року од 200 ms, након отклањања квара, поново успостави активну снагу која је била прије квара.

6.4.4 Захтјеви у погледу регулације

6.4.4.1 Стављање под напон и синхронизација претварачких станица HVDC

- (1) Током стављања под напон или синхронизације HVDC система с мрежом измјеничне струје или током повезаности претварачке станице HVDC под напоном с HVDC системом, претварачка станица HVDC мора имати способност ограничења промјене напона у стационарном стању до 5% напона прије синхронизације. НОСБиХ ће одредити максималну величину, трајање и мјерни интервал транзијентних напона у зависности од техничке изведбе HVDC система.

6.4.4.2 Међудјеловање HVDC система или других постројења и опреме

- (1) Уколико се неколико претварачких станица HVDC или других постројења налази на малом електричном размаку, НОСБиХ ће, ако је потребно, покренути израду студије којим ће се утврдити евентуални штетни утицај међудјеловања и одредити мјере за његово ублажавање.
- (2) Студију ће изградити власник HVDC система који се прикључује уз учешће свих страна које НОСБиХ или Електропренос БиХ сматрају као релевантне за поједино мјесто прикључења.
- (3) Све стране које надлежни НОСБиХ или Електропренос БиХ препознају као релевантне за мјесто прикључења, морају дати све одговарајуће податке и моделе неопходне за израду студије. Подаци и модели ће бити прослијеђени страни одговорној за израду студије.
- (4) НОСБиХ и Електропренос БиХ ће оцијенити резултате студије. Власник HVDC система ће доставити све одговарајуће податке и моделе за дораду или израду нове студије.
- (5) НОСБиХ или Електропренос БиХ може одредити прелазне нивое радне ефикасности који се односе на догађаје за захваћене HVDC системе, како би се заштитила цјеловитост опреме Електропреноса и корисника у складу с одредбама Мрежног кодекса.

6.4.4.3 Способност пригушивања осцилација снаге

- (1) HVDC систем мора бити способан доприносити пригушивању осцилација снаге у прикљученим мрежама измјеничне струје. Фреквентно подручје осцилација и регулациони параметри ће бити дефинисани анализом динамичке стабилности при изради Елабората о прикључењу. НОСБиХ и власник HVDC система ће се договорити о избору регулационих параметара.

6.4.4.4 Способност пригушивања подсинхроног торзионог међудјеловања

- (1) Потребан опсег о подсинхроном торзионом међудјеловању и потребни улазни параметри, које треба да осигура власник HVDC система, ће бити дефинисани у Елаборату о прикључењу, у зависности од техничке изведбе самог HVDC система.
- (2) Резултате елабората ће оцијенити НОСБиХ и Електропренос.

6.4.4.5 Карактеристика мреже

- (1) При изради Елабората о прикључењу НОСБиХ и Електропренос БиХ морају утврдити прорачун најмање и највеће снаге кратког споја на мјестима прикључења.
- (2) HVDC систем мора бити способан радити унутар опсега снаге кратког споја и карактеристика мреже које одреди НОСБиХ или Електропренос БиХ.

6.4.4.6 Стабилност HVDC система

- (1) HVDC систем мора бити у стању да одржава стабилност у радним тачкама са минималном промјеном тока активне снаге и напона током и после сваке планиране или непланиране промјене у HVDC систему или мрежи измјеничне струје у складу са техничком изведбом и договором са власником HVDC система.
- (2) Искључење из мреже претварачке станице HVDC не смије проузроковати нарушавање граничних вриједности прелазних појава. Пролазни кварови на ВН водовима у мрежи не смију проузроковати искључење ниједног елемента опреме HVDC система из мреже због дјеловања АПУ на водовима у мрежи.

6.4.5 Захтјеви у погледу заштитних уређаја и подешења

6.4.5.1 Планови и поставке електричне заштите

- (3) НОСБиХ и Електропренос БиХ те власник HVDC система су дужни усагласити заштитне планове и подешења заштита ради постизања селективности.
- (4) Електрична заштита HVDC система има предност пред погонском регулацијом, узимајући у обзир сигурност система, здравље и сигурност радника и становништва те ублажавање штете на HVDC систему.

6.4.5.2 Степен приоритета заштите и регулације

- (1) План регулације, који је одредио власник HVDC система и који се састоје од различитих регулационих режима, укључујући подешења посебних параметара, мора бити координиран и договорен са НОСБиХ-ом и Електропреносом БиХ.
- (2) С обзиром на степен приоритета заштите и регулације, власник HVDC система ће усагласити заштитне и регулационе планове према сљедећим приоритетима:
 - А) заштита преносне мреже и HVDC система
 - Б) регулација активне снаге за пружање помоћи у хитним случајевима
 - В) виртуелна инерција, ако је примјењиво
 - Г) аутоматске корективне мјере;
 - Д) LFSM
 - Е) фреквентни осјетљив начин рада и регулација фреквенције и

Ж) ограничење градијента снаге.

6.4.6 Захтјеви у погледу поновне успоставе електроенергетског система

6.4.6.1 Black start

- (1) НОСБиХ може изабрати да HVDC систем учествује у black start-у, уколико постоје техничке могућности за то.
- (2) HVDC систем са способношћу black start-а мора бити у стању да, у року који одреди НОСБиХ, стави под напон сабирницу измјеничне трафостанице на коју је друга претварачка станица прикључена. HVDC систем мора бити у стању да се синхронизује на преносну мрежу у дефинисаним фреквентним и напонским границама.
- (3) Капацитет и расположивост и оперативни поступак black start-а ће бити предмет договора са власником HVDC система.

6.4.7 Захтјеви за једносмјерно прикључене ЕЕП модуле

- (1) Захтјеви који се примјењују на HVDC тачкама разграничења једносмјерно прикљученог ЕЕП модула и HVDC система нису примјенљиви за регулационо подручје БиХ.

6.4.8 Размјена информација и координација

6.4.8.1 Погон HVDC система

- (1) Свака HVDC претварачка јединица мора бити опремљена аутоматским регулатором који може примати налоге НОСБиХ-а. Аутоматски регулатор мора бити способан за координисано управљање претварачким јединицама HVDC система. НОСБиХ ће одредити хијерархију аутоматског регулатора за претварачку јединицу HVDC.
- (2) Аутоматски регулатор HVDC система може слати следеће врсте сигнала:
 - А) погонске сигнале:
 - сигнали за покретање
 - мјерења измјеничног и једносмјерног напона
 - мјерења измјеничне и једносмјерне струје
 - мјерења активне и реактивне снаге на измјеничној страни
 - мјерења снаге једносмјерне струје
 - погон на разини HVDC претварачке јединице у HVDC претварачу вишеполног типа
 - стање елемената и топологије и
 - опсеги активне снаге у фреквентно осјетљивим начинима рада, LFSM-O и LFSM-U

Б) алармне сигнале:

- блокирање у хитној ситуацији
- блокирање континуиране промјене
- брза промјена смјера активне снаге.

(3) Аутоматски регулатор може примати сљедеће врсте сигнала:

А) погонске сигнале којима се примају:

- наредба за покретање
- подешене вриједности активне снаге
- поставке фреквентно осјетљивог начина рада
- подешене вриједности реактивне снаге, напона и сл.
- режими регулације реактивне снаге
- регулација пригушивања осцилација снаге и
- виртуелна инерција

Б) алармне сигнале којима се примају:

- наредба за блокирање у хитној ситуацији
- наредба за блокирање континуиране промјене
- смјер тока активне снаге и
- наредба за брзу промјену смјера активне снаге.

(4) НОСБиХ може одредити квалитет за сваки од наведених сигнала.

6.4.8.2 Параметри и подешења

(1) Власник HVDC система и НОСБиХ ће договорити параметре, подешења и хијерархију главних регулационих функција HVDC система. Главне регулационе функције обухватају:

- А) виртуелну инерцију, ако је примјењиво
- Б) фреквентни осјетљиви начини рада (FSM, LFSM-O, LFSM-U)
- В) регулација фреквенције, ако је то примјењиво
- Г) режим регулације реактивне снаге
- Д) способност пригушивања осцилација
- Е) способност пригушивања подсинхроног торзионог међудјеловања

6.4.8.3 Регистрација и праћење кварова

(1) HVDC систем мора располагати опремом за регистрацију кварова и праћење динамичког понашања система. За ове потребе мјериће се:

- А) измјенични и једносмјерни напон и струја

- Б) активна и реактивна снага
- В) фреквенција.
- (2) Карактеристике опреме за регистрацију кварова, укључујући аналогне и дигиталне канале, подешавања, критерије активације и брзине узорковања, договарају власник HVDC система те НОСБиХ и Електропренос БиХ.

6.4.8.4 Симулациони модели

- (1) Симулациони модели одражавају понашање HVDC система у стационарном и динамичком стању и достављају се на захтјев НОСБиХ у дефинисаном формату.
- (2) Динамички модел треба да садржи:
 - А) моделе HVDC претварачке јединице
 - Б) моделе компоненте измјеничног система
 - В) моделе једносмјерне мреже
 - Г) регулатор напона и снаге
 - Д) посебне регулационе захтјеве, ако је примјењиво, нпр. функцију пригушивања осцилација снаге, регулацију подсинхроног торзионог међудјеловања
 - Е) вишетерминалну регулацију, ако је примјењиво
 - Ж) моделе заштите HVDC система како је договорено између НОСБиХ-а, Електропреноса БиХ и власника тог система.

6.5 Захтјеви за прикључење система за складиштење електричне енергије

6.5.1 Подручје примјене

- (1) Ово поглавље утврђује техничке захтјеве који се примењују на системе за складиштење електричне енергије прикључене на преносну и дистрибутивну мрежу (СЗС).
- (2) Дефиниције које одражавају битне карактеристике СЗС су:
 - Максимална снага (P_{max}): Максимална активна снага за коју је технички пројектован да испоручује или апсорбује електричну енергију на мјесту прикључења.
 - Капацитет : Количина електричне енергије коју СЗС може похранити и испоручити. Изражава се у ампер-сатима (Ah).
 - Стање напуњености (SOC): Мјерени износ расположивог капацитета изражен у процентима (0% = празно; 100% = пуно).
 - Максимална брзина пуњења: Максимално ограничење брзине промјене снаге коју систем за складиштење може постићи током пуњења (MW/минут).
 - Максимална брзина пражњења: Максимална брзина пражњења коју систем за складиштење може постићи (MW/минут).

- (3) Ови захтјеви не односе се на системе за непрекидна напајања и на било коју специфичну примјену складиштења електричне енергије која не пружа помоћне услуге и ради паралелно мање од пет минута мјесечно док је систем у нормалном погонском стању, у складу с 6.3.1.(3) и производне модуле инсталиране ради осигурања резервног напајања који раде паралелно са системом мање од 5 минута у календарском мјесецу док је систем у нормалном стању, при чему паралелни рад у току одражавања и тестова при стављању у погон се не убраја у петоминутно ограничење.

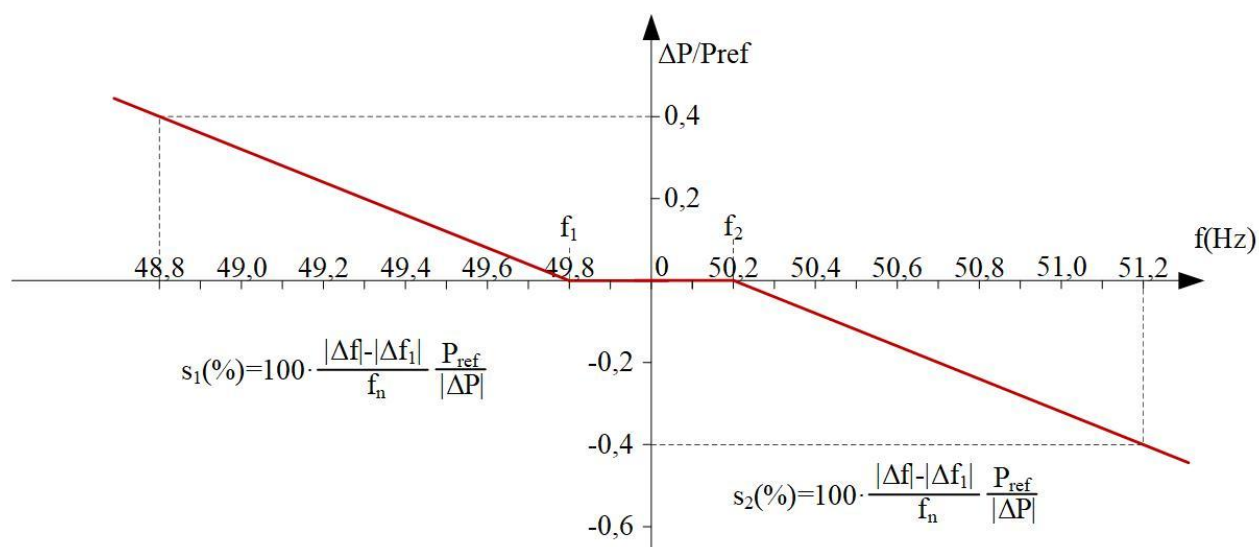
6.5.2 Категоризација система за складиштење

Категоризација ових система је у складу с подјелом која је дефинисана у тачки 6.3.1.2.

6.5.3 Захтјеви за СЗС типа А

6.5.3.1 Фреквентна стабилност

- (1) Фреквентна стабилност треба да буде у складу с тачком 6.3.2.1.
- (2) Ограничен фреквентни осјетљив начин рада – надфреквентни (LFSM-O) треба да буде у складу с тачком 6.3.2.2. и подфреквентни (LFSM-U) у складу с тачком 6.3.6.2.
- (3) У случају великих одступања фреквенције, СЗС мора приоритетно допринијети очувању стабилности фреквенције аутоматским повећањем или смањењем активне снаге ињектирањем или апсорпцијом активне снаге испод или изнад референтних фреквенција f_1 и f_2 , у складу са сликом 6.23.
- (4) СЗС који није у могућности да оствари прелазак у режим пражњења према аутоматској шеми искључења због ниске фреквенције треба да се искључи. Искључење се неће примјењивати аутоматски, већ ће бити дозвољено само у случају да режим пражњења не може бити остварен прије него што се достигне праг фреквенције од 49 Hz.
- (5) Из оправданих разлога безбједности или техничке сигурности, власник СЗС може да се договори с надлежним оператором о минималним и/или максималним границама стања напуњености.



Слика 6.23. Ограничени фреквентни осјетљив начин рада

(6) Захтјеви су подложни подразумеваним вриједностима и опсезима који су дати у сљедећој табели:

- Прва реакција односи се на вријеме од нагле промјене контролне промјенљиве до тренутка када почиње одговарајућа промјена излазне промјенљиве. Прва реакција треба да почне што прије, да је у складу с техничким могућностима и без намјерног кашњења;
- Вријеме стабилизације (до 30 s) се односи на вријеме потребно од изненадне промјене контролне промјенљиве до тренутка када одговарајућа промјена излазне промјенљиве остаје унутар толерантног опсега од 10% постављене вриједности.

Параметар	Подешена вриједност
f1	49,8 Hz
f2	50,2 Hz
s1	5 % унутар подесивог опсега од 1 до 12%
s2	5 % унутар подесивог опсега од 1 до 12%
Вријеме стабилизације	до 30 s
Прва реакција	Што прије у складу с техничким могућностима и без намјерног кашњења

6.5.3.2 Дозвољено максимално смањење снаге при опадању фреквенције

Овај захтјев наведен у тачки 6.3.2.3. није примјењив за СЗС јер немају техничко ограничење у том погледу.

6.5.3.3 Логички интерфејс за прекид ињектирања или апсорпције активне снаге

- (1) СЗС типа А и Б треба да буду опремљени логичким интерфејсом (улазним портом) за прекид испоруке или апсорпције активне снаге (Тачка 6.3.2.2 (2)). СЗС треба бити способан да прекине испоруку или апсорпцију снаге до нуле у року од 5 секунди након пријема налога на улазном порту. НОСБиХ може захтјевати даљинско управљање.

6.5.3.4 Аутоматско повезивање

- (1) Општи услови за повезивање СЗС су сљедећи:
 - Фреквентни опсег између: 49,9 и 50,1 Hz
 - Напонски опсег између: 0,85 и 1,1 ј.в. номиналног напона
 - Трајање : 60 секунди
- (2) Аутоматско повезивање на преносну мрежу дозвољено је само за СЗС типа А, као што је то дозвољено и за производне модуле типа А (6.3.2.2.(2)). Након повезивања, СЗС треба бити способан да ограничи максимално дозвољени градијент активне снаге:
 - Режим пуњења: $\leq 20\% P_{\max}$ по минути
 - Режим пражњења: $\leq 20\% P_{\max}$ по минути
- (3) Ограничење градијента активне снаге примењује се само након повезивања СЗС на мјесто прикључења.

6.5.3.5 Промјене излазне активне снаге

- (1) Надлежни оператор има право да одреди максимално ограничење брзине промјене излазне активне снаге пуњења и пражњења изражене у процентима $P_{\max}$ по секунди уколико се не ради о хаваријским ситуацијама.

6.5.3.6 Размјена информација

- (1) СЗС типа А треба бити опремљен да може примити спољни сигнал од надлежног оператора система како би био у стању да прекине пуњење или пражњење.

6.5.3.7 Способност одржавања напона

- (1) СЗС мора бити способан да одржава напон у складу с Тачком 6.2.3.

6.5.4 Захтјеви за СЗС типа Б

СЗС типа Б морају испуњавати захтјеве који се односе на тип А.

6.5.4.1 Стабилност фреквенције и управљање активном снагом

- (1) СЗС треба бити способан да смањи ињектирање или апсорпцију снаге. Захтјев коју шаље надлежни оператор мора бити достигнут у максималном трајању од 1 минута, с прецизношћу од 5%, након што налог буде дат путем сигнала.
- (2) Општи услови за поновно повезивање су следећи:
 - Фреквентни опсег између: 49,9 и 50,1 Hz
 - Напонски опсег између: 0,9 и 1,1 p.u. од номиналног напона
 - Трајање: 60 секунди
- (3) За СЗС који су повезани на преносну мрежу, аутоматско поновно повезивање није дозвољено.
- (4) Након поновног повезивања, СЗС мора ограничити дозвољену брзину промјене активне снаге као:
 - Режим пуњења: 10% $P_{\max}$ по минути
 - Режим пражњења: 10% $P_{\max}$ по минути

6.5.4.2 Размјена информација

- (1) Размјена информација треба да буде у складу с тачком 6.3.3.3 (7). За СЗС додатно се захтјева:

ЕГ	Бруто енергија	[MWh]
Енет	Нето енергија	[MWh]
Пмах	Максимална активна снага	[MW]
СОЦмин	Минимално стање пуњења	[%]
СОЦмах	Максимално стање пуњења	[%]
Рцх	Максимална брзина пуњења	[MW/мин]
Рдис	Максимална брзина пражњења	[MW/мин]
СОЦ	Брзина пуњења	[%]

- (2) Поред података који треба да буду достављени за модул електроенергетског парка, за СЗС потребни су и следећи подаци:

Сигнал#	Одобрење за поновно повезивање	Бинарно 0 : Нема реконекције 1 : Одобрено
Сигнал#	Захтјев за смањење активне снаге, апсорпција или ињектирање	Бинарно 1 : Захтјев активан 0 : Крај захтјева
Сигнал#	Set point активне снаге изражен у MW	Вриједност Пуњење/пражњење

6.5.4.3 Способност проласка кроз стање квара (FRT)

- (1) Модули за складиштење морају испуњавати услове способности проласка кроз стање квара (*Fault ride through – FRT*), тј. морају бити у стању да остану на мрежи током квара на преносној мрежи и наставе стабилан рад након отклоњених симетричних и несиметричних кварова у складу с FRT кривом (Слика 6.5 у тачки 6.3.3.2 (1)).

6.5.4.4. Напонска стабилност

- (1) Потребне реактивне способности СЗС треба одржавати на мјесту прикључења на преносну мрежу, односно на ВН страни трансформатора ако постоји, у супротном треба их одржавати на терминалима претварача.
- (2) СЗС типа Б треба бити способан да обезбиједи реактивну снагу у опсегу $0,33 Q/P_{\max}$ у оба смјера где је $P_{\max}$ максимална активна снага која може бити произведена или апсорбована. Власник СЗС нема право да одбије употребу реактивне способности без техничког оправдања. Очекује се да СЗС не ограничава своје способности како би испунио минималне захтјеве, већ користи пуну способност подршке стабилности система. Уколико постоји могућност регулације напона, власник треба да је стави на располагање релевантном оператеру система. У том случају, поставке контролера требало би усагласити с релевантним оператером система.

6.5.4.5 Струја квара и динамичка подршка напону (опционо)

- (1) Захтјев је опционалан. Ако се за тип Б захтјева струја квара и динамичка подршка напону примењиваће се како за режим пуњења, тако и за режим пражњења, узимајући у обзир техничке карактеристике СЗС и потребе за стабилност система.

6.5.4.6 Опоравак активне снаге након грешке (опционо)

- (1) Захтјев је опционалан. Ако се за тип Б захтјева опоравак активне снаге након кратког споја примењиваће се како за режим пуњења, тако и за режим пражњења, узимајући у обзир техничке карактеристике СПМ-а и потребе за стабилношћу система.

6.5.5 Захтјеви за СЗС типа Ц

Модули за складиштење типа Ц морају испуњавати захтјеве који се односе на тип Б.

6.5.5.1 Стабилност фреквенције и управљање активном снагом

- (1) СЗС типа Ц прикључен на преносну мрежу треба бити способан да контролише ињектирање или апсорпцију активне снаге до захтјеване поставке у максималном трајању од 1 минута (t_s) и са прецизношћу од 5% (толеранција поставке) након што налог буде дат, према слици 6.6.

6.5.5.2 Ограничен фреквентни осјетљив начин рада – подфреквентни (LFSM-U)

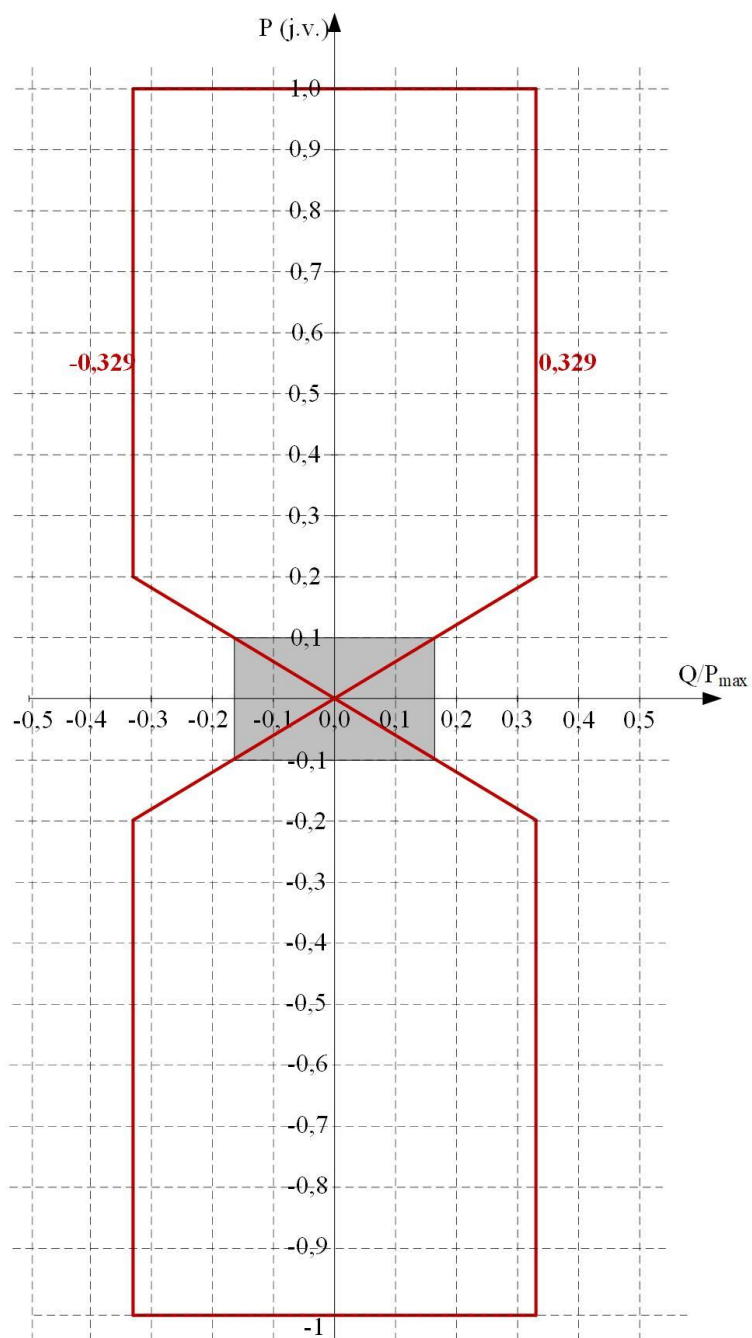
Захтјеви за овај начин су дефинисани у тачки 6.3.6.2.

6.5.5.3 Мониторинг у реалном времену

Мониторинг у реалном времену треба бити у складу с тачком 6.3.6.3

6.5.5.4 Напонска стабилност

- (1) Овај захтјев треба да буде испуњен на мјесту прикључења.
- (2) СЗС типа Ц прикључен на преносну мрежу треба бити способан да пружи, као и захтјеви за модуле електроенергетског парка типа Ц реактивну снагу унутар Q-P профила описаног на слици 6.24 како за режим пуњења, тако и за режим пражњења. Реактивна снага може бити неконтролисана унутар затамњене области, међутим, ињектиране/апсорбоване вриједности морају бити ограничене у опсегу $Q = (-0,329; + 0,329)$ р.ј. од $P_{\max}$.



Слика 6.24. Погонска карта за реактивну снагу

- (3) За напоне који се разликују од 1 р.ј., модул мора бити способан да пружи реактивну снагу у складу са тачком 6.11.

6.5.6 Захтјеви за СЗС типа Д

Сви захтјеви за Тип Д су дефинисани у типу Ц за модул за складиштење као и у тачки 6.3.9.

6.5.6.1 Способност проласка кроз стање квара (FRT)

- (1) Модули за складиштење морају испуњавати услове способности проласка кроз стање квара (*Fault ride through – FRT*), тј. морају бити у стању да остану на мрежи током квара на преносној мрежи и наставе стабилан рад након отклоњених симетричних и несиметричних кварова у складу с FRT кривом (Слика 6.14 у тачки 6.3.9.2 (1)).

7. Оперативни кодекс

- (1) Овај кодекс се примјењује на НОСБиХ, Електропренос БиХ, ОДС и кориснике преносне мреже.

7.1 Планирање

7.1.1 Предвиђање потрошње и производње

- (1) НОСБиХ до краја октобра сваке године израђује годишњи биланс електричне енергије на преносној мрежи који садржи детаљне планске податке о количинама по мјесецима за сљедећу годину. НОСБиХ ће при изради биланса усаглашавати податке са корисницима.
- (2) У циљу израде годишњег биланса на мрежи преноса корисници НОСБиХ-у, на начин и у вријеме који су назначени, морају осигурати сљедеће податке:
- Сваки ОДС и купац прикључен на преносну мрежу до краја септембра сваке године је дужан, за сваки мјесец предстојеће године, НОСБиХ-у доставити објективне процјене за минимални и максимални ниво снаге (MW, MVar) – бруто и са преносне мреже.
 - Сваки ОДС и купац прикључен на преносну мрежу је, до краја септембра сваке године, НОСБиХ-у дужан доставити објективне процјене за укупну потрошњу електричне енергије (MWh, MVarh), као и износ енергије коју планира преузети са преносне мреже или мреже других система за сваки мјесец предстојеће године.
 - Подаци о којима је ријеч у претходним алинејама ће бити достављени за свако чвориште ОДС-а и директно прикључених купаца.
 - Сваки ОДС је дужан доставити збирне мјесечне податке о планираној производњи јединица спојених на дистрибутивни систем.
 - У својим предвиђањима сваки ОДС и директно прикључени купац мора назначити могуће предвиђене промјене потрошње електричне енергије до којих би могло доћи због пројеката који су планирани, али још нису изведени.
- (3) У циљу израде годишњег биланса на мрежи преноса сваки произвођач је, до краја септембра сваке године, обавезан доставити објективне процјене производње електричне енергије и снаге за сваку ХЕ и ОИЕ, те сваки агрегат у ТЕ, за сваки мјесец предстојеће године.
- (4) НОСБиХ је дужан процјењивати вриједности губитака за преносну мрежу на мјесечној основи, као и потребни обим резерви за одржавање фреквенције.
- (5) Приликом предвиђања оптерећења преносне мреже НОСБиХ ће у обзир узети сљедеће факторе :
- историјске податке потрошње и податке од корисника
 - процјену преносних губитака
 - очекиване токове на интерконективним водовима
 - остале информације корисника
 - предвиђену потрошњу пумпно-акумулационих јединица.

7.1.2 Планирање застоја

- (1) У овој секцији се излажу процедуре које НОСБиХ-у омогућују процјену сигурности и расположивости преносне мреже у карактеристичним временским интервалима, у складу са сигурносним оперативним стандардима ENTSO-E.

7.1.2.1 Годишњи план застоја

- (1) Годишњи план застоја прави НОСБиХ на основу података које му доставља Електропренос БиХ (термини застоја елемената преносне мреже у његовом власништву) и корисници (термини застоја елемената преносне мреже и производних јединица у њиховом власништву). Годишњи план застоја састоји се од тачно дефинисаних термина за дуготрајне прекиде и оквирних термина за краткотрајне прекиде.
- (2) Током припреме годишњег плана застоја НОСБиХ ће предузети потребне мјере како би усагласио захтјеве за планским искључењима Електропреноса БиХ и корисника. У случају када се из оправданих разлога не може удовољити захтјевима Електропреноса БиХ или корисника, обавиће се додатне консултације НОСБиХ-а са Електропреносом БиХ и корисником како би био направљен одговарајући годишњи план. У овим околностима НОСБиХ је овлаштен за доношење коначне одлуке.
- (3) Хронологија усаглашавања годишњег плана застоја:
- А) Крај августа: Електропренос БиХ и корисници достављају НОСБиХ-у први нацрт годишњег плана застоја за предстојећу годину.
 - Б) Крај септембра: НОСБиХ израђује нацрт годишњег плана те га доставља Електропреносу БиХ и корисницима.
 - В) Крај октобра: НОСБиХ усаглашава нацрт годишњег плана застоја са плановима оператора сусједних система.
 - Г) Крај новембра: НОСБиХ израђује коначни годишњи план застоја након усаглашавања на регионалном нивоу.
- (4) Термин искључења дефинисан годишњим планом застоја може бити измијењен:
- правовременим налогом НОСБиХ-а о промјени термина почетка искључења којем је циљ омогућити поуздано снабдијевање или сигурност рада ЕЕС-а
 - договором НОСБиХ-а и субјекта надлежног за управљање производном јединицом, у случајевима када те промјене утичу само на ту производну јединицу
 - договором НОСБиХ-а и директно прикључених купаца, у случајевима када такве промјене утичу једино на тог купца
 - договором НОСБиХ-а и Електропреноса БиХ, у случајевима када такве промјене утичу само на Електропренос БиХ
 - договором НОСБиХ-а и ОДСа, у случајевима када такве промјене утичу само на тај ОДС
 - договором корисника и Електропреноса БиХ, уколико је НОСБиХ дао одобрење за то, уз процјену утицаја таквог аранжмана на услове у систему

- договором НОСБиХ-а са регионалним координатором, координатором блока и операторима сусједних система, када промјена термина искључења има утицај на те системе.

7.1.2.2 Мјесечни план застоја

- (1) Електропренос БиХ и корисници обавезни су до 20-тог у мјесецу (М) потврдити термине планираних застоја предвиђених годишњим планом застоја за два (2) мјесеца унапријед (М + 2) или предложити евентуалне измјене.
- (2) При изради Мјесечног плана застоја НОСБиХ је дужан дефинисати вријеме и трајање планираног застоја.

7.1.2.3 Захтјеви за искључење

- (1) Електропренос БиХ и корисници су од НОСБиХ-а дужни затражити писмену сагласност за обављање планираних искључења у роковима које дефинише НОСБиХ. Електропренос БиХ је дужан обезбиједити сагласност корисника, уколико планирано искључење узрокује прекид напајања.

7.1.2.4 Непланска искључења

- (1) Када, због околности које се не могу избјећи, Електропренос БиХ или корисник требају обавити непланско искључење, о томе морају обавијестити НОСБиХ и тражити сагласност. Захтјев за сагласност мора садржавати:
 - све појединости о постројењима и уређајима на које се односи тражено искључење те могуће посљедице
 - датум и вријеме почетка и завршетка непланског искључења.
- (2) НОСБиХ од Електропреноса БиХ или корисника може захтијевати измјене везане за непланско искључење када сматра да то непланско искључење може озбиљно утицати на сигурност ЕЕС-а. Ако су Електропренос БиХ или корисник сагласни с предложеном алтернативом, НОСБиХ мора послати писмену потврду с новим датумом и временом непланског искључења .

7.1.2.5 Испади

- (1) У случају да дође до испада објекта корисника или неког од елемената преносне мреже, НОСБиХ треба бити обавијештен о догађају што је могуће прије. Електропренос БиХ или корисник би требали процијенити могуће трајање испада и НОСБиХ-у предочити све потребне појединости. У случају да процјене времена и датума повратка на нормалан режим не могу бити достављене заједно с првим извјештајем о испаду, Електропренос БиХ или корисник, што је могуће прије, о томе требају извијестити НОСБиХ.

- (2) У случају испада елемената преносне мреже који за посљедицу имају прекид испоруке електричне енергије ОДС-у или кориснику, НОСБиХ или Електропренос БиХ тај ОДС или корисника требају обавијестити о разлозима и првим процјенама трајања испада.

7.1.3 Дневни распореди

- (1) Начин уноса, измјена и одобравање дневог распореда је дефинисан у Упутству за достављање и измјене дневних распореда (www.nosbih.ba).
- (2) Коначни дневни распоред или његове дијелове НОСБиХ може прогласити неважећим у сљедећим случајевима:
 - А) ако дневни распоред садржи прекограничне размјене за које није обезбијеђен прекогранични капацитет
 - Б) ако дневни распоред садржи прекограничне размјене које нису усаглашене са сусједним оператором система
 - В) ако дневни распоред садржи размјене које нису усаглашене унутар регулационог подручја БиХ
 - Г) ако дневни распоред садржи интерну размјену преко објављеног мрежног ограничења унутар БиХ
 - Д) ако дневни распоред садржи било који податак који је технички неостварив или није логичан (нпр. производња већа од техничког максимума)
 - Е) ако дневни распоред није избалансиран.
- (3) У случају да НОСБиХ коначни дневни распоред или његове дијелове прогласи неважећим, страну која је распоред номинувала обавјештава о томе и наводи разлоге за такву одлуку.

7.1.4 Краткорочна и средњерочна адекватност, D2CF модели

- (1) На темељу достављених планова НОСБиХ израђује појединачне моделе мреже за одговарајуће сценарије, у складу са правилима ENTSO-E.
- (2) У складу с Процедурама за критичне мрежне ситуације (www.nosbih.ba) корисници су обавезни да:
 - свакодневно достављају 24-сатни програм производње и потрошње за два дана унапријед (Д-2), због израде 24 индивидуална модела за два дана унапријед (D2CF)
 - свакодневно достављају 24-сатну прогнозу производње и потрошње, расположивост производних модула и њихове расположиве производње за наредних седам дана, због израде докумената о расположивој адекватности.

7.1.5 DАCF и IDCF модели

- (1) У складу с Процедурама за критичне мрежне ситуације (www.nosbih.ba) корисници су обавезни да:

- свакодневно достављају 24-сатни програм производње и потрошње за дан унапријед (Д-1) због израде 24 индивидуална модела за дан унапријед (DACF)
- достављају измијењени програм производње и потрошње у унутардневним активностима (Д), због израде индивидуалних модела за дан Д (IDCF).

7.1.6 Управљање загушењима

- (1) НОСБиХ, у сарадњи са сусједним операторима система и субјектима за координисани прорачун преносних капацитета, утврђује и објављује вриједности расположивих прекозонских капацитета.
- (2) Приступ који се примјењује у заједничкој методологији прорачуна капацитета може бити базиран на координисаном нето преносном капацитету или на токовима снага.
- (3) НОСБиХ, у сарадњи са сусједним операторима система, дефинише правила за додјелу и кориштење прекозонских капацитета.
- (4) У случају мрежних загушења НОСБиХ је обавезан обезбиједити ажуриране вриједности АТС-а те идентификовати све преносне линије и дијелове преносне мреже који би могли бити погођени овим загушењима.
- (5) Како би осигурао интегритет и сигурност ЕЕС-а, НОСБиХ, уз правовремено обавјештење и накнадно писмено образложење, има право да ограничи или потпуно прекине све увозе и извозе који доприносе неочекиваном мрежном загушењу.
- (6) У случају појаве унутрашњих загушења, а у циљу осигурања интегритета и сигурности ЕЕС-а, НОСБиХ има право да уради редиспечирање производње.
- (7) Информације везане за управљање загушењима се објављују на www.nosbih.ba.

7.2 Управљање преносним системом

- (1) У циљу доношења сврсисходних одлука везаних уз сигуран и поуздан погон ЕЕС-а, НОСБиХ у сваком тренутку мора знати укупно стање преносне мреже као и укупно стање у постројењима система. НОСБиХ мора пратити електричне процесне параметре система (напоне, токове снага, снаге, тренутну производњу електрана, тренутну потрошњу, одступање снаге размјене према сусједним системима, регулационе захтјеве, фреквенцију, дјеловање електричних заштита и слично), те водити статистику погонских догађаја. Надзор над наведеним елементима, односно, процесним величинама ЕЕС-а, оператор система проводи путем система SCADA.
- (2) НОСБиХ мора имати и надзор над свим радовима који се одвијају у мрежи, а који утичу на њену тополошку структуру и преносне могућности.
- (3) НОСБиХ обавља следеће функције:
 - А) Управља радом свих високонапонских уређаја у БиХ напонског нивоа 110 kV и вишег који су у функцији преноса електричне енергије.
 - Б) Издаје упутства у процесу управљања.
 - В) Руководи баланским тржиштем.

- Г) Одржава фреквенцију и снагу размјене контролног подручја.
 - Д) Одржава напон.
 - Е) Врши поновно успостављање напајања.
- (4) Наведене функције НОСБиХ реализује издавањем диспечерских налога за:
- А) манипулације комутационом опремом на преносној мрежи
 - Б) ангажовање помоћних услуга
 - В) укључивање и искључивање те регулацију опреме за реактивну компензацију (капацитета/ реактора/SVC-а/промјена поставке преклопке трансформатора)
 - Г) одржавање напона промјеном режима производње реактивне снаге генератора
 - Д) редиспечинг у сврху отклањања загушења на преносној мрежи.
- (5) Диспечерске налоге који се односе на промјену одобреног дневног распореда НОСБиХ издаје само у случају угрожености сигурности система или ангажовања помоћних услуга.
- (6) Све диспечерске налоге НОСБиХ мора чувати у одговарајућој форми, у складу са одредбама закона које регулишу ову област и интерним актима НОСБиХ-а. Електропреносу БиХ и корисницима може се дозволити приступ само информацијама у вези са њиховим постројењима и уређајима.

7.2.1 Одржавање фреквенције

- (1) Одржавање фреквенције НОСБиХ обавља у складу са Правилима ENTSO-E и Тржишним правилима користећи FCR, FRR и RR.
- (2) Прорачун потребног износа FRR-а врши се у складу с Процедуром за помоћне услуге (www.nosbih.ba).

7.2.1.1 FCR - процес одржавања фреквенције

- (1) При погону у интерконекцији ЕЕС БиХ, као јединствено регулационо подручје, обавезан је у сваком тренутку обезбиједити задати FCR у складу са удјелом своје производње у укупној производњи ENTSO-E.
- (2) Регулациони опсег дефинисан је вриједношћу активне снаге унутар којег систем регулације брзине погонског строја дјелује аутоматски у оба смјера при одступању фреквенције.
- (3) Пружање услуге одржавања фреквенције и мониторинг дефинисани су у Процедурама за помоћне услуге (www.nosbih.ba).
- (4) Свака производна јединица (тј. турбогенератори и хидроагрегати) прикључена на преносну мрежу, мора бити опремљена турбинским регулаторима који имају могућност аутоматске регулације брзине обртања.
- (5) Услуга одржавања фреквенције може се пружати и из СЗС.

7.2.1.2 aFRR – Аутоматски процес обнове фреквенције

- (1) Задаци обнове фреквенције су:
 - А) остваривање утврђеног програма размјене снаге између система БиХ и сусједних система у интерконекцији
 - Б) преузимање регулације фреквенције од активираних FCR те њено обнављање
 - В) враћање фреквенције система на задату вриједност.
- (2) Процес обнове фреквенције је помоћна услуга на нивоу ЕЕС-а с минутним одзивом ради одржавања жељене снаге размјене и фреквенције у интерконекцији, односно само фреквенције у изолованом погону регулационог подручја или дијела ЕЕС-а. Остварује се дјеловањем преко система регулације брзине производних јединица и групних регулатора активне снаге електране, ако су инсталирани у електранама с више производних јединица, односно управљачког интерфејса код СЗС.
- (3) Ангажовање аутоматске регулације за обнову фреквенције врши се у складу с Процедуром за помоћне услуге.

7.2.1.3 mFRR – ручни процес обнове фреквенције

- (1) Ручна FRR се ангажује диспечерским налогом или софтверском активацијом у складу с Процедурама за помоћне услуге.
- (2) У случају да се у ЕЕС-у БиХ не може обезбиједити потребна резерва, НОСБиХ је може обезбиједити из других контролних подручја у складу с одговарајућим споразумима.

7.2.1.4 Замјенска резерва (RR)

- (1) Замјенска резерва се ангажује диспечерским налогом за поновну успоставу или одржавање захтијеваног нивоа FRR-а ради спремности на додатне неравнотеже у систему, укључујући производну резерву.
- (2) У складу са стањем на балансној тржишту НОСБиХ је обавезан донијети одлуку о потребном укључењу RR у балансни механизам.
- (3) Димензионисање, карактеристике и ангажовање замјенске резерве врши се у складу са Процедурама за помоћне услуге (www.nosbih.ba).

7.2.2 Одржавање напона и испорука реактивне снаге

- (1) У циљу одржавања сигурности и интегритета ЕЕС-а БиХ, НОСБиХ управља токовима реактивних снага на преносној мрежи ради одржавања напона у границама које су дефинисане у Прилогу 1. Табела 2.
- (2) У циљу одржавања напона унутар дефинисаних граница НОСБиХ је дужан издавати диспечерске налоге за управљање расположивим капацитивним и индуктивним реактивним изворима (генератори, преносни водови, компензатори, СЗС и сл.), као и налоге за промјену положаја регулационих преклопки мрежних трансформатора 400 kV и 220 kV.

7.2.3 Сигурност рада преносног система

- (1) У случајевима нарушавања сигурности снабдијевања електричном енергијом крајњих купаца или сигурности рада преносног система, интерних загушења у ЕЕС-у или неког другог поремећаја, НОСБиХ може кориговати, односно лимитирати производњу електричне енергије производног модула. Власник производног модула је обавезан да омогући рад производног модула у било којој тачки погонског дијаграма.
- (2) У случају корекције производње електричне енергије производног модула, ДЦ НОСБиХ ће евидентирати период у којем је кориговао производњу, износ кориговане енергије, као и разлог за корекцију. Евидентирана енергија обрачунава се у складу са Тржишним правилима.

7.2.4 Диспечерски налози, упуте и комуникације

- (1) НОСБиХ дефинише формат и садржај диспечерских налога и упута које ће издавати уз консултације са Електропреносом БиХ и корисницима.
- (2) Особа која прими диспечерски налог или упуту, мора је поновити како би особа која ју је издала могла потврдити да су налог или упута исправно схваћени. Особа која је примила налог или упуту извршиће је тек након што прими потврду од особе која је издала диспечерски налог или упуту.
- (3) Корисник или Електропренос БиХ, уз одговарајуће образложење, могу одбити диспечерски налог или упуту из сигурносних разлога – у вези са особљем или постројењем – или због невалидности диспечерског налога, односно упуте.
- (4) Ни под каквим околностима важећи диспечерски налог који је НОСБиХ издао кориснику или Електропреносу БиХ не може бити игнорисан због комерцијалних разлога.
- (5) У случају да се при извршењу диспечерског налога или упуте догоди непредвиђени проблем, који утиче на сигурност особља или постројења, НОСБиХ о томе мора бити тренутно обавијештен.
- (6) У случају губитка свих видова комуникација, Електропренос БиХ и корисник морају радити као одговорни и опрезни оператори.
- (7) У случају губитка комуникација електраном се не смије управљати изван њених сигурносних граница, односно, корисник мора одржавати фреквенцију система и вриједности напона у дозвољеним границама.
- (8) У случају прекида у комуникацијама или оштећених комуникација погођене стране су дужне учинити све неопходне кораке како би што прије поново успоставиле било какву комуникацију.
- (9) Детаљни опис се налази у Правилнику о раду ДЦ НОСБиХ-а (www.nosbih.ba).

8. Кодекс мјера у непредвиђеним ситуацијама

- (1) Овај кодекс се примјењује на НОСБиХ, Електропренос БиХ, ОДС и кориснике преносне мреже.
- (2) НОСБиХ је одговоран за реализацију мјера очувања сигурности система у непредвиђеним режимима рада. Уважавајући техничке карактеристике преносне мреже и корисника НОСБиХ ће у посебном документу обрадити детаљне мјере и процедуре за одбрану система од поремећаја који могу довести до дјелимичног или потпуног распада, као и процедуре за обнову система.

8.1 План одбране од поремећаја

8.1.1 Контрола потрошње

- (1) ОДС и купци прикључени на преносну мрежу обавезни су се придржавати мјера редукције потрошње које НОСБиХ може предузети у циљу сигурности система и несметаног напајања приоритетне потрошње.
- (2) При примјени мјера редукције потрошње НОСБиХ не смије имати дискриминишући приступ према купцима електричне енергије на преносној мрежи и користити их тек након што се исцрпе остале мјере за очување сигурности система.

8.1.1.1 Методе контроле потрошње

- (1) Контрола потрошње укључује:
 - А) редукцију напона коју иницира НОСБиХ
 - Б) смањење оптерећења које иницира НОСБиХ
 - В) аутоматско подфреквентно растерећење
 - Г) хаваријско ручно растерећење.
- (2) Са ОДС-ом и купцима прикљученим на преносну мрежу НОСБиХ мора договорити све детаље везане за контролисано растерећење потрошње смањењем напона и дјелимичним или потпуним искључењем корисника са мреже.

8.1.1.2 Редукција напона корисника

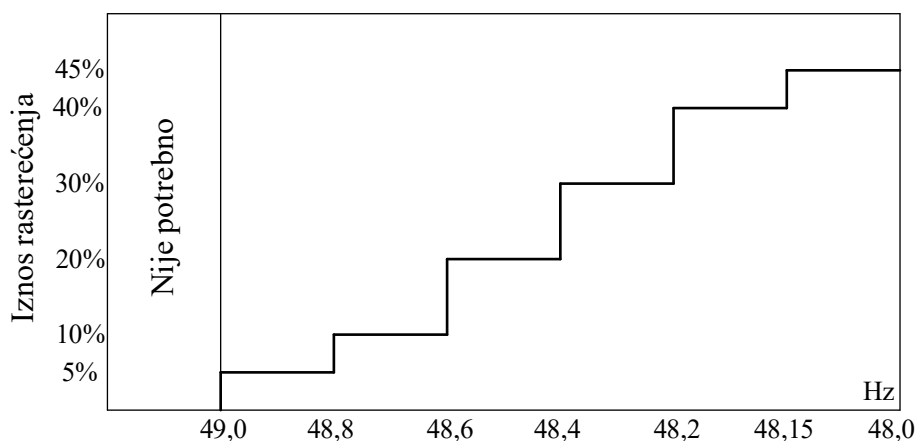
- (1) У случају опасности од појаве напонског колапса НОСБиХ ће, заједно са Електропреносом БиХ, ОДС-ом и корисницима мреже, активирати мјере редукције напона на напонским нивоима напајања корисника до пет процената (5%). У таквим случајевима НОСБиХ Електропреносу БиХ мора издавати налоге за промјену положаја регулационе склопке трансформатора на одређеним тачкама система
- (2) Уколико реактивни ресурси нису довољни, НОСБиХ је дужан издати налог о редукцији потрошње у циљу превенције напонског слома.

8.1.1.3 Смањење оптерећења које иницира НОСБиХ

- (1) У случајевима поремећаја у ЕЕС-у БиХ који угрожавају сигурност система и за које се предвиђа да могу трајати дуже времена, НОСБиХ ће захтијевати редукцију оптерећења. У таквим околностима, зависно од величине поремећаја, НОСБиХ је, у договору са ОДС-ом, дужан припремити план редукције оптерећења за 45% потрошње (расподијељен у шест корака по 5 и 10%) на 35 kV, 20 kV и 10 kV дистрибутивним одводима у свим ТС 110/x kV.

8.1.1.4 Аутоматско подфреквентно растерећење

- (1) ОДС и купци прикључени на преносну мрежу обавезни су припремити и реализовати планове подфреквентне заштите који садрже распоред потрошача према степену њиховог приоритета, технолошким карактеристикама и снази. Аутоматско подфреквентно растерећење постиже се употребом подфреквентних релеја који морају имати диференцијални и временски члан. Укупно растерећење система износи 45% номиналног оптерећења (у суми) и остварује се дејством подфреквентних релеја у распону од 49,0 до 48,0 Hz. План подфреквентног растерећења ЕЕС-а БиХ мора бити усклађен са Општим планом аутоматског подфреквентног растерећења ENTSO-E у коме се наводи:
- А) Растерећење потрошње је обавезно на 49,0 Hz, а постепено растерећење до 45% номиналног оптерећења (у суми) треба да се остварује дјеловањем подфреквентних релеја у распону од 49,0 до 48,0 Hz.
 - Б) На 49,0 Hz потрошње треба да се растерети бар 5% укупне, што треба да буде допуњено губитком производње који је у овом стадијуму изазван падом фреквенције услед неиспуњења захтјева мреже.
 - В) Испод 49,0 Hz, план растерећења по корацима треба да буде допуњен појединачним ублажавањем губитка производње. План подфреквентног растерећења треба прилагодити како би се надокнадили додатни губици производње.
 - Г) Кораци фреквенције треба да буду мањи или једнаки 200 mHz (у зависности од броја корака и карактеристике подфреквентних релеја).
 - Д) У сваком кораку аутоматског подфреквентног растерећења дозвољено је искључење до 10% оптерећења (у зависности од броја корака и карактеристике подфреквентних релеја) осим ако се узимају у обзир додатни губици производње.
 - Е) Максимално вријеме искључења након пада фреквенције испод подешене вриједности је 150 ms.
 - Ж) Мјерења фреквенције за растерећење треба одржавати са максималном грешком мјерења од 30 mHz.
- 3) Аутоматско искључење пумпи треба да буде активирано испод 49,8 Hz:
- Ако је $49,2 \text{ Hz} < \text{фреквенција} < 49,8 \text{ Hz}$, онда је кашњење $\leq 10 \text{ s}$.
 - Ако је $\text{фреквенција} \leq 49,2 \text{ Hz}$, онда је кашњење $= 0 \text{ s}$.
 - Испод 49,2 Hz све пумпе треба да буду искључене.



Слика 8.1. Опсези подешавања релеја подфреквентне заштите

- (2) Проценат аутоматског растеређења односи се на вршну снагу ОДС-а и купца прикљученог на преносну мрежу у претходној години. Електропренос БиХ, те ОДС и купци прикључени на преносну мрежу, обавезни су НОСБиХ годишње извјештавати о локацији подфреквентног релеја те о укупном очекиваном смањењу потрошње које је могуће постићи за свако дистрибутивно чвориште.
- (3) Ажурирање плана аутоматског фреквентног растеређења треба урадити сваке двије (2) године.

8.1.1.5 Аутоматско надфреквентно растеређење

- (1) Аутоматско надфреквентно растеређење треба да обезбиједи аутоматско смањење производње активне снаге која се ињектира у ЕЕС. У договору са осталим операторима преносног система, НОСБиХ ће у Плану одбране ЕЕС-а дефинисати следеће параметре за аутоматско дјеловање надфреквентне заштите:
 - (а) фреквентни праг за активирање плана и
 - (б) омјер смањења ињектиране активне снаге.

8.1.1.6 Хаваријско ручно растеређење

- (1) У циљу избјегавања угрожавања сигурности ЕЕС-а или његових појединих дијелова при пријетњи потпуног или дјелимичног распада праћеног преоптерећењем елемената преносне мреже, смањењем напона и/или фреквенције испод дозвољених граница, НОСБиХ од ОДС-а или Електропреноса БиХ може захтијевати хаваријско ручно искључење оптерећења у појединим дијеловима система или цијелог постројења. За реализацију налога НОСБиХ-а одговорни су Електропренос БиХ и ОДС.

8.1.2 Ресинхронизација острва

- (1) Када дијелови система престану бити међусобно синхронизовани, али не дође до потпуног или дјелимичног прекида, НОСБиХ одређеним корисницима мора дати упуте да регулишу

производњу или потрошњу, у зависности од случаја, како би се омогућила ресинхронизација. НОСБиХ ће кориснике обавијестити о (не)успјешности синхронизације.

8.1.3 Вишеструки инциденти у систему

- (1) Вишеструки инцидент у систему је случај чија појава, по мишљењу НОСБиХ-а, Електропреноса БиХ или корисника, води или може имати озбиљне и/или широке посљедице на цијели систем. Када НОСБиХ установи да је настао вишеструки инцидент, НОСБиХ ће предузети све неопходне мјере да би се спријечила даља дезинтеграција система.

8.2 Обнова рада система након распада

8.2.1 План обнове рада електроенергетског система

- (1) НОСБиХ је, уз сарадњу Електропреноса БиХ и корисника, одговоран за израду и ажурирање плана обнове ЕЕС-а. Овај план ће успоставити општу стратегију обнове ЕЕС-а након што су цијели ЕЕС БиХ или неки његови дијелови били искључени из система Европе.
- (2) Циљ Плана обнове ЕЕС-а је дати смјернице за све субјекте укључене у процес обнове ЕЕС-а како би се што брже успоставило поновно напајање. План обнове рада ЕЕС-а треба бити флексибилан у зависности од расположивости *Black start* електрана и преносних објеката.
- (3) Општа стратегија обнове ЕЕС-а коју ће слиједити корисници мора бити изложена у Плану обнове ЕЕС-а који ће дефинисати сљедеће кораке:
 - А) приоритетно успостављање снабдијевања из сусједних система у циљу очувања термичких параметара термоагрегата, напајања приоритетне потрошње и брже обнове система
 - Б) успостављање одређеног броја изолираних оточних система који се ослањају на покретање *Black start* електрана
 - В) напајање локалног оптерећења из ових *Black start* електрана
 - Г) синхронизацију, корак по корак, и међусобно повезивање изолованих ЕЕС-а
 - Д) коначну и потпуну обнову нормалног рада цијелог ЕЕС-а, укључујући и везе према сусједним системима.

8.2.1.2 Ажурирање плана обнове електроенергетског система

- (1) НОСБиХ је заједно са Електропреносом БиХ одговоран за ажурирање Плана обнове ЕЕС-а. План обнове мора бити ажуриран и ревидиран сваких пет (5) година.
- (2) У раздобљу од 5 година, НОСБиХ је, у сарадњи са Електропреносом БиХ, дужан урадити ревизије Плана обнове ЕЕС-а како би га ускладио са промјенама техничких параметара који могу утицати на измјене појединих процедура обнове (нове електране, далеководи, приоритетни купци).

8.2.1.3 Спровођење плана обнове електроенергетског система

- (1) Током процеса обнове ЕЕС-а Електропренос БиХ и корисници морају се придржавати налога НОСБиХ-а.
- (2) Након завршетка процеса обнове ЕЕС-а и повратка у нормалан погон НОСБиХ ће Електропренос БиХ и кориснике информирати о нормализацији стања у ЕЕС-у.

8.3 Обука

- (1) Особљу које ће бити укључено у планове одбране и обнове ЕЕС-а НОСБиХ ће омогућити да буде упознато с тим плановима те обучено за њихово провођење, провјере и прилагођавања.
- (2) Обавеза Електропреноса БиХ и свих корисника наведених у плановима је да осигурају адекватну обуку за своје особље које ће бити укључено у планове одбране и обнове ЕЕС-а, уз услов да то особље има одговарајуће квалификације и искуство.

9. Кодекс мјерења

- (1) Кодекс мјерења се примјењује на НОСБиХ, Електропренос БиХ, ОДС и кориснике преносне мреже.
- (2) Кодекс мјерења садржи правила, права и обавезе везане за мјерење електричне енергије и располагање одговарајућим подацима.
- (3) Подаци се архивирају у AMR систем и обрачунску базу података те представљају основу за обрачуна токова електричне енергије у ЕЕС-у БиХ (испорука, пријем, вршна снага, помоћне услуге, дебаланс,...) за сваки период поравнања.
- (4) Сви корисници морају имати одговарајућа мјерења како би се омогућило регистравање и прикупљање података о токовима активне и реактивне енергије за сваких петнаест (15) минута, те о вршној снази. НОСБиХ ће прикупљати податке мјерења за обрачун (поравнање) и плаћање.

9.1 Општи захтјеви

- (1) Општи принципи Кодекса мјерења су сљедећи:
 - А) Свака тачка мјерења мора бити обухваћена једном инсталацијом за мјерење.
 - Б) Сваки интерконективни вод мора имати инсталацију за мјерење.
- В) Инсталације за мјерења морају:
 - бити верификоване код надлежне институције
 - имати могућност даљинског читавања
 - имати могућност мјерења активне и реактивне енергије (kWh, kVAh) те вршне снаге (kW)
 - чувати меморисане податке о измјереним вриједностима најмање за протеклих четрдесет и пет (45) дана
 - бити временски синхронизоване
 - бити заведене у Регистру мјерења.
- Г) Сви мјерни подаци се прикупљају у AMR систем, а затим у обрачунску базу података НОСБиХ- а.
- Д) Страна која је одговорна за мјерење, одговорна је и за провјеру инсталација мјерења.
- Е) Електропренос БиХ је надлежан за израду и ажурирање Регистра мјерења како би омогућио примјену Кодекса мјерења у погледу:
 - креирања нових и ажурирања постојећих ОММ и начина обрачуна енергетских величина у тим ОММ-има
 - креирања нових и ажурирања постојећих инсталација мјерења и њихових карактеристика.
- Ж) Све инсталације мјерења морају бити усклађене са стандардима који су дати у овом кодексу.

- 3) Мјерни подаци се користе у обрачунама токова електричне енергије, дебаланса и помоћних услуга.

9.2 Дефинисање тачака и параметара мјерења

9.2.1 Дефинисање тачака мјерења

- (1) Електропренос БиХ је одговоран за инсталације мјерења те уградњу и одржавање ових инсталација у складу са важећим техничким препорукама за све тачке мјерења на интерконективним далеководима те мјестима разграничења са ОДС-има, као и за све тачке мјерења између корисника и Електропреноса БиХ које се налазе у објектима Електропреноса, уколико то није другачије дефинисано.
- (2) Корисници су одговорни за инсталације мјерења те уградњу и одржавање ових инсталација у складу са важећим техничким препорукама, за све тачке мјерења између корисника и Електропреноса БиХ који се налазе у објекту корисника, уколико то није другачије дефинисано.
- (3) Одговорни субјект мора осигурати да инсталација за мјерење буде лоцирана у тачки мјерења.
- (4) У случајевима када инсталације за мјерење није могуће уградити у тачки мјерења (нпр. удаљена локација), тада ће се, гдје је то неопходно, обезбиједити компензација за губитке у енергетском трансформатору и/или далеководу како би се задовољили сви захтјеви тачности.
- (5) Компензација се може радити локално, уз помоћ мјерне опреме или даљински, помоћу софтвера. У оба случаја компензацију требају одобрити укључене стране. Договорено рјешење се доставља НОСБиХ-у. Коначна формула за компензацију се мора налазити у регистру мјерења заједно са уговорним клаузулама и параметрима.

9.2.2 Параметри мјерења

- (1) Свака тачка мјерења мора имати могућност регистровања и даљинског читавања активне и реактивне енергије сваких петнаест (15) минута, те вршне снаге.
- (2) За сваку тачку мјерења захтијевају се следећа мјерења:
 - А) пријем (kWh)
 - Б) испорука (kWh)
 - В) пријем (kVArh)
 - Г) испорука (kVArh).
- (3) У сваком периоду од петнаест (15) минута морају бити обезбијеђена и следећа мјерења вршне снаге:
 - А) пријем (kW)
 - Б) испорука (kW)
 - В) пријем (kVAr)
 - Г) испорука (kVAr).
- (4) Зависно од договора са НОСБиХ-ом, одређена мјерења могу бити изостављена.

9.2.2.1 Тачност мјерења

- (1) Сва мјерила (бројила) активне и реактивне енергије морају задовољити стандарде БАС ЕН 62052-11(2016), БАС ЕН 62053-21(2006), БАС ЕН 62053-22(2006) и БАС ЕН 62053-23(2007).
- (2) Класе тачности инсталација мјерења наведене су у сљедећој табели:

Тип	Класа тачности мјерне опреме прикључне тачке	
	400 kV и 220 kV	110 kV
СМТ	0,2	0,2
НМТ	0,2	0,2
Мјерила активне (дјелатне) енергије	0,2	0,2
Мјерила реактивне (јалове) енергије	2	2

- (3) Укупна тачност мјерења представљена је у сљедећој табели:

Струја као проценат номиналне струје	Фактор снаге	Границе грешке за кругове на	
		400 kV и 220 kV	110 kV
Активна (дјелатна) енергија			
20% до 120%	1	± 0,5%	± 1,0%
5 % до 20%	1	± 0,5%	± 1,0%
1 % до 5%	1	± 0,7%	± 1,4%
20% до 120%	0 ,5 заост. до 0 ,8 пред.	± 1,0%	± 1,8%
Реактивна (јалова) енергија			
10% до 120%	0	± 4,0%	± 4,0%
10% до 120%	0 ,866 заос. до 0 ,866 пред.	± 5,0%	± 5,0%

9.2.2.2 Резолуција мјерења

- (1) Резолуција регистрације енергије у периоду регистрације треба бити боља од 0,5 пута $k\%$ у односу на регистроване енергије на номиналном нивоу. Фактор k је класа тачности мјерила.

9.3 Инсталација за мјерење

- (1) Компоненте инсталација за мјерење састављене су од следећих елемената:
 - А) мјерних трансформатора
 - Б) мјерила (бројила)
 - В) уређаја за похрањивање података (регистратора)
 - Г) комуникацијског система усклађеног са комуникацијским системом Електропреноса БиХ
 - Д) спојних проводника.
- (2) Поједине компоненте могу бити обезбијеђене и унутар истог дијела опреме.
- (3) Инсталација за мјерење треба да буде заштићена од вањских утицаја и утицаја мреже (удари, нестанак напајања и сл.).

9.3.1 Мјерни трансформатори

- (1) Струјни и напонски мјерни трансформатори морају задовољавати важеће стандарде.

9.3.2 Мјерила (бројила)

- (1) Мјерила активне и реактивне енергије морају бити тросистемска, двосмјерна и задовољити дефинисане класе тачности.
- (2) Свако мјерило ће бити обиљежено јединственом ознаком (EIC код) и ова ће информација заједно са техничким детаљима и спецификацијама бити доступна Електропреносу БиХ због укључивања у Регистар мјерења.

9.3.3 Чување података

- (1) Капацитет уређаја за чување петнаестоминутних података мора бити у стању да сачува све измјерене вриједности у трајању од 45 дана.
- (2) НОСБиХ, у сарадњи са Електропреносом БиХ, мора дефинисати, односно, одабрати формат, протокол и временски оквир за даљинско читање података, у складу са стандардима ENTSO-E и захтјевима Тржишних правила.
- (3) Током периода чувања података НОСБиХ, у било којем тренутку, има могућност поновног даљинског прикупљања података.
- (4) Инсталације за мјерење морају бити опремљене заштитом од губљења меморисаних података.

(5) Уређаји за чување података мјерења ће обезбиједити следеће:

- А) Непотпуне вриједности енергије и потрошње, оне у којима се појавио прекид и/или поновно постигнуто напајање уређаја за чување података и нулте вриједности енергије и потрошње настале због проблема у напајању уређаја за чување података морају бити означене како би их систем за сакупљање мјерења могао идентификовати.
- Б) До поновног снабдијевања, сат, календар и сви подаци морају бити сачувани у траженом периоду.
- В) Очитавање података ни у једном случају неће избрисати или промијенити сачуване податке мјерења.

9.3.4 Заштита инсталација за мјерење

- (1) Након пуштања у рад сва опрема инсталације за мјерење ће бити пломбирана у складу са одговарајућом процедуром. Пломба ће бити постављена тако да унутрашњост уређаја за мјерење не може бити доступна ако пломба није уништена.

9.3.5 Приступ подацима

- (1) Подаци мјерења смјештени у инсталацији за мјерење одговарајућим шифрама морају бити заштићени од неовлаштеност локалног или даљинског електронског приступа.
- (2) Електропренос БиХ осигурава НОСБиХ-у очитавање мјерних података („read“ приступ подацима) преко базе у којој су смјештени очитани подаци, односно директан приступ на ОММ за интерконективне водове.
- (3) Корисници су обавезни НОСБиХ-у и Електропреносу БиХ осигурати очитавање података („read“ приступ подацима) директно преко бројила. Узимајући у обзир затечено стање и техничке могућности корисника НОСБиХ може одобрити прикупљање података преко корисникове базе података.
- (4) Електропренос БиХ је обавезан корисницима дозволити “read” приступ подацима који се на њих односе.

9.4 Тестирање и баждање инсталација за мјерење

- (1) Инсталације за мјерење морају бити баждарене и тестиране у складу са важећим стандардима и прописима.
- (2) Електропренос БиХ ће одобравати пуштања у рад инсталације за мјерење.
- (3) Сваку промјену параметара постојећих инсталација за мјерење мора одобрити Електропренос БиХ.

9.4.1 Мјерила (бројила)

- (1) Сва мјерила (бројила) морају имати:

- А) почетно баждарење – Сва мјерила морају бити баждарена прије почетка комерцијалне употребе, у складу са спецификацијама и захтјевима надлежне институције и овим Кодексом мјерења.
 - Б) периодична тестирања – Сва мјерила морају бити редовно тестирана и периодично баждарена, а по потреби и обновљена.
- (2) Тестирање и баждарење врши се у складу са одговарајућим стандардима и важећим метролошким прописима. Датуми и резултати свих тестова морају се доставити Електропреносу БиХ. У случају потребе могу се захтијевати и посебни тестови.

9.4.2 Мјерни трансформатори

- (1) Нови мјерни трансформатори морају бити баждарени прије почетка комерцијалне употребе.

9.4.3 Уређаји за чување података

- (1) Нови уређаји за чување података морају бити атестирани прије почетка комерцијалне употребе.

9.5 Грешке мјерила (бројила)

- (1) У случају да НОСБиХ открије грешку или се сумња на грешку, или је НОСБиХ-у грешку пријавио корисник, НОСБиХ ће покренути следећу процедуру:
- А) У року од 24 сата обавијестиће страну одговорну за мјерење.
 - Б) Када буде неопходно, наложиће локално сакупљање података мјерења.
 - В) Страни одговорној за мјерење наложиће да истражи и отклони проблем.
- (2) НОСБиХ ће са Електропреносом БиХ, корисником и ОДС-ом усагласити начин корекције грешке.

9.6 Регистар мјерења

- (1) Сврха Регистра мјерења је регистрација тачака мјерења са одговарајућим формулама за обрачун енергетских величина у ОММ за све ОДС-е и кориснике прикључене на преносну мрежу, као и одговарајућих тачака мјерења на интерконективним водовима.
- (2) Регистар мјерења израђује Електропренос БиХ и одговоран је за његово ажурирање, администрацију и тачност.
- (3) Електропренос БиХ дефинише формат достављања свих неопходних података (објављује се на интернет страници Електропреноса БиХ) за Регистар мјерења, који садржи следеће:
- А) податке о тачки мјерења (локација, одговорна страна, идентификациони кодови, шеме, обрачунске формуле преузимања/предаје електричне енергије и остали релевантни подаци)

Б) податке о опреми инсталације за мјерење (произвођач, тип, серијски број, година производње и класа инсталације за мјерење и датуми баждарења)

В) информације о комуникацији.

- (1) Документацију потребну за израду Регистра мјерења корисник је обавезан доставити Електропреносу БиХ.
- (2) Прије пуштања у погон корисниковог објекта Регистар мјерења обострано потписују и овјеравају Електропренос БиХ и ОДС или корисник.
- (3) Електропренос БиХ на својој интернет страници објављује потписан и овјерен Регистар мјерења. Приступ Регистру мјерења одобрава Електропренос БиХ.
- (4) У случају измјена које утичу на податке мјерења, односно на Регистар мјерења, корисник их је обавезан доставити Електропреносу БиХ, који ће НОСБиХ обавијестити о измјенама.

9.7 Обрачунска база података

- (1) Обрачунска база података садржи мјерене, израчунате и на други начин прикупљене податке за сваки период поравнања (15/60 мин) који се користе у обрачуну токова електричне енергије на преносној мрежи. Овај обрачун укључује обрачун дебаланса, помоћних услуга, пријема и испоруке електричне енергије и друго.
- (2) За успоставу, ажурирање, одржавање и администрацију обрачунске базе података искључиво је одговоран НОСБиХ, који је одговоран и за сигурност те чување обрачунских података .
- (3) Подаци за сваку тачку мјерења и за сваки период поравнања (15/60 мин) НОСБиХ-у морају бити на располагању најкасније до 07:00 сати у дану Д + 1, за дан Д.
- (4) НОСБиХ је обавезан те податке прикупити, потврдити, обрадити, осигурати и смјестити у базу података AMR система и обрачунску базу података.
- (5) Уколико је даљинско читавање података онемогућено, НОСБиХ ће са страном која је надлежна за проблематичну тачку мјерења организовати прикупљање релевантних података локалним читањем. Уколико ни то није могуће, НОСБиХ ће за процјену потребних података користити остале начине (нпр. систем SCADA, криве оптерећења, равномјерну расподелу и сл.).
- (6) Подаци мјерења укључују:
 - А) оригиналне, временски зависне вриједности активне и реактивне снаге и енергије, како су прикупљене из инсталација за мјерење
 - Б) израчунате вриједности из оригиналних података, како их је обрадио НОСБиХ.
 - В) процијењене и измијењене или замијењене податке, у случају погрешних или изгубљених података.
 - Г) податке и вриједности који ће бити кориштени за обрачун.
- (7) Систем мјерења мора бити подешен на средњоевропско вријеме (CET).
- (8) Сви подаци морају бити чувани у бази података мјерења најмање једну (1) годину, односно пет (5) година у архивираном облику.

- (9) Одговорност за провјеру валидности података и замјену података у случају грешака или несталих података преузима НОСБиХ. Електропренос БиХ, ОДС-и и корисници обавезни су дати НОСБиХ-у све информације којима располажу и које су битне са аспекта процјене валидности и замјене погрешних података.

9.7.1 Приступ подацима и прикупљање података у обрачунску базу података

- (1) НОСБиХ ће имати приступ мјерним подацима за све тачке мјерења у надлежности Електропреноса БиХ. Прикупљање података са свих тачака мјерења врши се на начин база-база, односно директно са тачака мјерења интерконективних водова.
- (2) Корисник је, за све тачке мјерења у својој надлежности, дужан НОСБиХ-у или Електропреносу БиХ омогућити даљинско прикупљање података за обрачунску базу података.

9.7.2 Замјена података

- (1) Уколико се појаве разлике у подацима мјерења или уколико буде неопходно направити процес замјене, НОСБиХ ће бити одговоран за замјену података мјерења и мора развити процес замјене података те одговарајуће смјернице, уз консултације са осталим учесницима на тржишту.

9.7.3 Приступ подацима и сигурност

- (1) На писмени захтјев било којег корисника, Електропренос БиХ је дужан обезбиједити податке Регистра мјерења у сврху потврђивања, тестирања, спорова, баждарења или неког другог разлога који Електропренос БиХ сматра прихватљивим. Информације морају бити достављене електронски чим то буде могуће.
- (2) НОСБиХ је дужан омогућити да, на основу писменог захтјева, сви корисници и Електропренос БиХ из обрачунске базе података могу добити одговарајуће податке који су за њих релевантни.

10. Општи услови

10.1 Необавезујуће смјернице ENTSO-E

10.1.1 Необавезујуће смјернице за provedбу

- (1) Необавезујућим смјерницама, које је објавио ENTSO-E, објашњавају се техничка питања, услови и међуовисности које на националном нивоу треба размотрити при усклађивању са захтјевима из ове уредбе.

10.1.2 Праћење

- (1) ENTSO-E прати provedбу уредби за уговорне стране чији су ОПС-и чланови ENTSO-E. Праћење подразумева попис релевантних информација које је развила Агенција за сарадњу енергетских регулатора и њиме су обухваћена прије свега сљедећа питања:

А) утврђивање свих разлика у националној provedби

Б) процјена је ли избор вриједности и распона у захтјевима који се примјењују на кориснике и даље ваљан.

ENTSO -E о својим налазима извјештава Секретаријат и Регулаторни одбор Енергетске заједнице. Секретаријат и Регулаторни одбор Енергетске заједнице стављају на располагање налазе који произилазе из уредби.

- (2) Информације потребне за обављање дужности из става 1. НОСБиХ је обавезан доставити Секретаријату, Регулаторном одбору Енергетске заједнице и ENTSO-E.
- (3) На основу захтјева регулаторног тијела, ОДС-и достављају НОСБиХ-у информације на основу става 1. осим ако су те информације, у склопу својих дужности, већ добила регулаторна тијела, Секретаријат, Регулаторни одбор Енергетске заједнице или ENTSO-E, како се информације не би слале двапут.
- (4) Ако ENTSO-E или Регулаторни одбор Енергетске заједнице утврди подручја третирана уредбама у којима је, на основу тржишних кретања или искуства стеченог примјеном уредби, ради унапређивања тржишне интеграције, препоручљиво даље усклађивање захтјева из тих уредби, морају предложити нацрт измјена уредби у складу с чланом 7. ставом 1. Уредбе (ЕЗ) бр. 714/2009.

10.2 Измјене и допуне Мрежног кодекса

- (1) У складу са Законом о НОС-у, НОСБиХ је дужан основати Техничку комисију за измјене и допуне Мрежног кодекса. НОСБиХ ће консултовати Техничку комисију како би учесницима на тржишту пружио могућност за коментаре на предложене измјене и допуне. Састанци Комисије ће бити отворени за јавност.
- (2) Рад Техничке комисије ће се одвијати у складу са Правилником о раду Техничке комисије.

- (3) НОСБиХ је обавезан основати радну групу за измјене и допуне Мрежног кодекса и осигурати њен континуиран рад. Радну групу ће чинити запосленици НОСБиХ-а и Електропреноса БиХ (у даљем тексту Радна група).
- (4) Радна група ће:
 - А) пратити и разматрати Мрежни кодекс и његову примјену
 - Б) разматрати све приједлоге о измјенама и допунама Мрежног кодекса које НОСБиХ-у могу поднијети регулаторне комисије, Електропренос БиХ или било који корисник
 - В) давати јасне и аргументоване приједлоге за измјене и допуне Мрежног кодекса
 - Г) издати смјернице за Мрежни кодекс и његову примјену те интерпретацију на основу оправданог захтјева било којег корисника.
- (5) Радна група ће Техничкој комисији достављати своја мишљења о свим приспјелим приједлозима за измјену и допуну Мрежног кодекса.
- (6) Све предложене измјене и допуне Мрежног кодекса разматрају се на Техничкој комисији. Коначни приједлог НОСБиХ-а за измјене и допуне Мрежног кодекса, уз образложење и забиљешку са расправе на Техничкој комисији, доставља се на одобрење ДЕРК-у.

10.3 Тумачење Мрежног кодекса

- (1) У случају да неки корисник захтијева додатно тумачење о намјери и примјени било којег одјељка Мрежног кодекса, он од НОСБиХ-а може тражити такво тумачење. НОСБиХ кориснику мора дати тумачење одређеног одјељка или више њих те јавно ставити на располагање и захтјев и тумачење.
- (2) У случају да корисник сматра да је тумачење које је добио од НОСБиХ-а непотпуно, може од НОСБиХ-а тражити и додатно појашњење.

10.4 Незаконитост и дјелимична неправоваљаност

- (1) Уколико било која одредба Мрежног кодекса постане или буде проглашена незаконитом или дјелимично неправоваљаном, због било којег законског или статутарног разлога, то неће утицати на ваљаност преосталих одредби Мрежног кодекса.

10.5 Одредбе о спору

- (1) У случају да настане спор у вези са правилима и процедурама дефинисаним Мрежним кодексом, стране требају настојати да, уз добру вољу, ријеше спор у вези са питањима о којима се говори у овом Кодексу.
- (2) У случају да стране договором не успију ријешити настали спор, он ће се рјешавати у складу са законом, подзаконским актима и правилима.

10.6 Процедура прављења изузетака

- (1) Уколико корисник, ОДС или Електропренос БиХ, није или неће бити у могућности да испуни неку одредбу Мрежног кодекса, он о томе мора извјестити НОСБиХ. У вези с таквом немогушношћу испуњења НОСБиХ, Електропренос БиХ и корисник морају поступити на начин описан у сљедећим тачкама.
- (2) Када је неслагање у вези са:
 - А) постројењем и/или уређајем прикљученим на преносну мрежу, а проузроковано је искључиво или углавном измјеном Мрежног кодекса,
 - Б) постројењем и/или уређајем који су прикључени, имају одобрење за прикључење или се њихово прикључење на преносну мрежу тражи
 - В) постројењима и/или уређајима који су дио, или се планира да буду дио, преносне мреже
 - Г) увјерењем корисника и/или ОДС-а да би било неразумно (укључујући трошкове и техничка разматрања) захтијевати исправку таквог неслагања или дозволити одређени период да се то исправи, он ће, у складу са одредбама сљедеће секције, ДЕРК-у одмах поднијети захтјев за изузеће од такве одредбе, а НОСБиХ-у ће доставити копију овог захтјева.
- (3) Захтјев за изузећем од неке одредбе Мрежног кодекса треба садржавати:
 - А) број издања и датум одредбе Мрежног кодекса за које је идентификовано неслагање или се предвиђа неслагање
 - Б) идентификацију постројења и/или уређаја у односу на који се прави изузеће и, уколико је то релевантно, природу и трајање изузимања
 - В) идентификацију одредбе које се корисник или ОДС не може, или неће моћи, придржавати
 - Г) разлог непридржавања и
 - Д) датум када ће се поновно моћи придржавати назначене одредбе.
- (4) По пријему захтјева за изузеће ДЕРК ће га размотрити у складу са законом и одговарајућим правилима.
- (5) Изузеће од било које одредбе Мрежног кодекса ће омогућити НОСБиХ и оно треба садржавати:
 - А) број издања и датум одредбе Мрежног кодекса на коју се односи поднесени захтјев за прављење изузетка
 - Б) идентификацију одредбе на коју се изузеће односи
 - В) идентификацију постројења и/или уређаја на који се односи изузеће и, уколико је то потребно, природу и обим изузећа, укључујући одредбе измијењених сагласности
 - Г) разлог несагласности због које се тражи изузеће
 - Д) датум престанка изузећа, ако се постигне сагласност или када изузеће истиче .

- (6) У складу са овом секцијом у границама дозвољеног изузећа корисник и ОДС ће бити ослобођени обавезе да дјелују у складу са одредбом Мрежног кодекса на коју се изузеће односи и неће бити одговорни за немогућност придржавања, али ће се морати придржавати свих измијењених одредби, како је унапријед дефинисано у изузећу.
- (7) НОСБиХ је обавезан водити регистар свих изузећа, при чему треба навести име особе на чији је захтјев направљено изузеће, релевантну одредбу Мрежног кодекса и период изузећа те осигурати копију овог регистра изузећа.

10.7 Непредвиђене околности

- (1) Уколико настану околности које одредбама Мрежног кодекса нису предвиђене, НОСБиХ ће, у мјери у којој је то могуће у таквим околностима, консултовати све кориснике којих се то тиче, како би се постигао договор о предузимању адекватних мјера. Уколико НОСБиХ и ови корисници не могу постићи договор о мјерама које треба предузети, одлуку о томе шта би требало предузети донијеће НОСБиХ самостално. Сваки корисник се мора придржавати свих упутстава НОСБиХ-а. О свим непредвиђеним околностима и релевантним одлукама Радна група мора извијестити Техничку комисију.

10.8 Прелазне и завршне одредбе

- (1) Овај Мрежни кодекс ступа на снагу даном доношења Одлуке ДЕРК-а о његовом одобравању, а примјењује се од осмог дана након објаве одлуке ДЕРК-а у Службеном гласнику БиХ.

11. Прилог 1.

Табела 1. Фреквентни опсег и дужина трајања погона

Фреквентно подручје	Дужина трајања рада
47 ,5 Hz – 48,5 Hz	30 минута
48 ,5 Hz – 49,0 Hz	30 минута
49 ,0 Hz – 51,0 Hz	неограничено
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 минута

Табела 2. Напонски опсег и дужина трајања погона

Називни напон (kV)	напонски опсег (kV)	напонски опсег (j.в.)	Дужина трајања рада
400	340 – 380	0,85 – 0,95	60 минута
	380 - 420	0 ,95 - 1,05	неограничено
	420 - 440	1,05 – 1,1	60 минута
220	187 - 198	0,85 – 0,9	60 минута
	198 - 245	0 ,9 - 1,114	неограничено
	245 - 253	1,114 - 1,15	60 минута
110	93 ,5 - 99	0,85 – 0,9	60 минута
	99 - 123	0 ,9 – 1,118	неограничено
	123 – 126,5	1,118 - 1,15	60 минута

12. Прилог 2.

12.1 Стандардни подаци планирања

(1) Планирани подаци о мрежи корисника

- принципијелна једнополна шема корисникове мреже (тренутна и планирана), нацрт локације, тополошка и ситуациона карта
- основни параметри опреме и енергетских трансформатора на напонском нивоу 110 kV и више
- за индустријске мреже прикључене на напонски ниво 110 kV и више; и принципијелна једнополна шема напајања великих индустријских потрошача, енергана или компензацијских уређаја (> 5 MVA)
- планирана година прикључења на преносну мрежу

(2) Подаци о потрошњи за потрошачко чвориште на 110 kV и више

- инсталирана снага чворишта
- максимална и минимална активна и реактивна снага за наредних 10 година
- планирана годишња потрошња електричне енергије за наредних 10 година
- осјетљивост потрошње код појединог корисника на напонске и фреквентне варијације преносне мреже
- појединости о цикличним варијацијама потрошње активне и реактивне снаге (> 5 MVA/мин)
- градијент промјене активне и реактивне снаге - повећање/смањење (> 5 MVA/мин)

(3) Подаци о производним јединицама и електранама

- географска локација
- принципијелна једнополна шема
- примарни енергент
- тип производне јединице
- тип турбине
- број агрегата и инсталирана привидна снага
- номинални напон производне јединице (генератора)
- номинални фактор снаге производне јединице
- максимална и минимална снага на прагу (MW)
- расположива снага на прагу (MW)
- планирана годишња производња

12.2 Детаљни подаци планирања

(1) Подаци о мрежи корисника

А) Основне карактеристике

- детаљне једнополне шеме
- тип и распоред сабирница
- карактеристике енергетских трансформатора, регулационих преклопки и начина регулације
- диспозиција постројења
- распоред фаза
- систем уземљења
- комутациони апарати, мјерни трансформатори, мјерне гарнитуре и заштита
- опрема за компензацију реактивне снаге: тип компензатора реактивне снаге, номинални напон, регулациони опсег и начин регулације

Б) Ваздушни и кабловски одводи

- тип, пресјек и дужина одвода, укључујући и податке о заштитном проводнику за ваздушне одводе
- називни напон (kV)
- директна реактанса
- директни отпор
- директна сусцептанса
- нулта реактанса
- нулти отпор
- нулта сусцептанса

В) Трансформатори

- називна снага (MVA)
- називни напонски нивои (kV)
- група споја
- напоне кратког споја u_{k12} , u_{k13} , u_{k23}
- снага активних губитака на отпорима намотаја и магнетном колу трансформатора сведену на примар
- струја празног хода изражена у процентима називне струје
- опсег регулационе преклопке
- величина корака регулационе преклопке

- врста регулационе преклопке (под оптерећењем или у празном ходу).
 - подаци о прекидачима и растављачима: називни напон (kV)
 - називна прекидна струја трополног кратког споја (kA)
 - називна прекидна струја једнополног кратког споја (kA)
- (2) Подаци о заштити
- цјеловит опис који укључује могућност подешавања за све заштите (релеје) и заштитне системе који су инсталирани или ће бити инсталирани у постројењу корисника
- (3) Систем уземљења
- све појединости о систему уземљења звјездишта трансформатора 110 kV и више, укључујући вриједности импедансе уземљења
- (4) Процјене транзијентног пренапона
- Када НОСБиХ или Електропренос БиХ затражи, сваки корисник је дужан доставити процјене пренапона из домена координације изолације.
- (5) Хармоници и фликери
- При проучавању хармоника и фликера НОСБиХ треба процијенити производњу и пораст хармоника и фликера на напонском нивоу 110 kV и вишем. На захтјев НОСБиХ-а сваки корисник и Електропренос БиХ требају доставити и додатне техничке податке.
- (6) Напонске промјене
- Приликом проучавања напона НОСБиХ треба испитати потенцијалну нестабилност напона или координацију регулације напона. На захтјев НОСБиХ-а сваки корисник и Електропренос БиХ требају доставити и додатне податке које дефинише НОСБиХ.
- (7) Подаци о потрошњи
- Корисник је обавезан доставити:
- податке о тренутној и предвиђеној потрошњи као што је наведено у (0)
 - податке о могућој редукацији потрошње (MW и MVar), трајању у сатима, као и допуштени број редукација у години.
- (8) Подаци о електранама
- Сви произвођачи електричне енергије прикључени на преносну мрежу НОСБиХ-у морају доставити тражене податке ((9)-(14)) о својим производним капацитетима, укључујући податке везане за надзор система и осигурање помоћних услуга.
- (9) Властита потрошња
- За сваку производну јединицу потребно је доставити основне податке о њеној уобичајеној властитој потрошњи и то потребну активну и реактивну снагу за покретање једног агрегата (блока) те врсту и снагу највећег потрошача у фази покретања.
- За сваку електрану потребно је доставити принципијелну једнополну шему властите потрошње са описом основног и резервног напајања.
- (10) Параметри електрана:

- примарни енергент
- тип електране
- тип турбине, произвођач
- број агрегата и инсталирана привидна снага, произвођач
- називни напон на стезаљкама
- номинални фактор снаге
- инсталирана активна снага (MW)
- технички минимум (MW)
- опсег регулације напона
- номинални број окретаја
- максимални и минимални број окретаја (фреквенција), вријеме рада на граничним вриједностима
- однос кратког споја
- синхрона реактанса (d и q-оса)
- транзијентна реактанса (d и q-оса)
- субтранзијентна реактанса d-оса
- временска константа побудног намотаја T' до
- временска константа пригушног намотаја d-оса T'' до
- временска константа пригушног намотаја q-оса $T'q_0$
- временска константа пригушног намотаја q-оса $T''q_0$
- временска константа једносмјерне компоненте струје кратког споја статорског намотаја, T_a
- отпор статора
- статорска расипна реактанса
- константа инерције ротирајућих маса (MWs/MVA)
- називна струја побуде
- номинални напон побуде
- погонски дијаграм генератора
- крива засићења струје магнетизирања

(11) Параметри блок трансформатора:

- називна снага (MVA)
- називни напонски нивои
- напони кратког споја u_{k12} , u_{k13} , u_{k23}

- снага активних губитака на отпорима намотаја и магнетном колу трансформатора сведене на примар
- струја празног хода изражена у процентима називне струје
- опсег регулационе преклопке
- величина степена регулационе преклопке
- врста регулационе преклопке

(12) Параметри система управљања побудом:

- тип побудног система и регулатора напона, произвођач
- блок дијаграм система регулације напона
- вриједности коефицијената појачања и временских константи карактеристичних за изабрани тип регулатора и побудног система
- називни напон побуде
- најмањи напон побуде
- највећи напон побуде
- градијент промјене напона побуде (у порасту)
- градијент промјене напона побуде (у паду)
- појединости о кривој побуде описани у блок дијаграму (временски одзиви)
- динамичке карактеристике ограничавача максималне побуде
- динамичке карактеристике подпобудног ограничавача
- тип и карактеристике стабилизатора система са блок дијаграмом.

(13) Параметри регулатора турбина и котлова

- тип турбинског регулатора, произвођач
- тип котловског регулатора, произвођач (само за ТЕ)
- детаљан блок дијаграм са дефинисаним коефицијентима појачања, временским константама и лимитерима
- вријеме потребно за улазак јединице на мрежу
- градијент повећања снаге (MW/мин.)
- опсег регулације у односу на радну тачку
- мртва зона регулатора

(14) Додатни подаци

Не одступајући од Стандардних и Детаљних података планирања, НОСБиХ и Електропренос БиХ од корисника могу захтијевати и додатне информације у случају када НОСБиХ или Електропренос БиХ закључе да су достављени подаци недовољни за израду цјеловитих студија система.

