

# МРЕЖНИ ПРАВИЛА ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА



# СОДРЖИНА

СОДРЖИНА.....	II
<b>I. ОПШТИ ОДРЕДБИ.....</b>	<b>1</b>
I.1. Предмет на уредување .....	1
I.2. Основни начела.....	2
I.3. Подрачје на примена .....	2
I.4. Основни барања и одговорности кои произлегуваат од усогласеноста со Мрежните правила .....	3
I.5. Поими, кратенки и дефиниции .....	5
<b>II. ПЛАНИРАЊЕ НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ .....</b>	<b>14</b>
II.1. Општи одредби .....	14
II.2. Влезни и основни податоци .....	15
II.3. Модели и сценарија.....	18
II.4. Технички анализи и критериуми за планирање.....	20
II.4.1 Технички анализи .....	20
II.4.2 Технички критериуми .....	23
II.5. Предлог решенија .....	24
II.6. Оценување на проекти.....	26
II.7. Студија за развој на преносната мрежа.....	28
II.8. Подготовка на планови .....	29
II.9. Имплементација .....	30
II.10. Оценка на адекватноста на преносна мрежа и ЕЕС (ENTSO-E SAF).....	31
<b>III. ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА.....</b>	<b>32</b>
III.1. Општо.....	32
III.2. Цели .....	32
III.3. Постапка за приклучување на преносната мрежа.....	32
III.4. Општи барања за приклучување на преносниот систем .....	39
III.5. Дополнителни барања за приклучување на преносна мрежа .....	46
III.6. Општа усогласеност.....	46
III.7. Исклучоци.....	49
<b>IV. МЕРЕЊЕ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА.....</b>	<b>51</b>
IV.1. Вовед .....	51
IV.2. Цели и области на примена.....	51
IV.3. Мерни места и места на приклучок .....	52
IV.3.1 Дефиниции, и општи барања.....	52
IV.3.2 Местоположба на мерните места .....	53

<b>IV.4. Мерна опрема</b> .....	<b>55</b>
IV.4.1 Составни делови на мерната опрема.....	55
IV.4.2 Мерни трансформатори.....	55
IV.4.3 Броила .....	57
IV.4.4 Сигнализација и надзор .....	58
IV.4.5 Комуникација .....	59
<b>IV.5. Набавка, монтажа, пуштање во работа и демонтажа на мерната опрема</b> .....	<b>59</b>
<b>IV.6. Параметрирање на мерната опрема</b> .....	<b>60</b>
<b>IV.7. Испитување и контрола на броила</b> .....	<b>61</b>
IV.7.1 Вовед .....	61
IV.7.2 Испитување на броила од страна на ОЕПС.....	61
IV.7.3 Испитување на броила од страна на Бирото за метрологија .....	62
IV.7.4 Контрола на броила.....	62
<b>IV.8. Пристап, заштита и одржување на мерната опрема</b> .....	<b>63</b>
IV.8.1 Пристап и заштита на мерната опрема .....	63
IV.8.2 Одржување на мерната опрема .....	63
<b>IV.9. Неправилно функционирање и поправки во системот за мерење</b> .....	<b>64</b>
IV.9.1 Контрола и надзор на мерење (КНМЕР).....	64
IV.9.2 Поправки во системот за мерење .....	65
<b>IV.10. Мерни податоци</b> .....	<b>65</b>
<b>IV.11. Користење на мерните податоци</b> .....	<b>66</b>
<b>IV.12. Обработка на мерни податоци</b> .....	<b>67</b>
IV.12.1 База на мерни податоци .....	67
IV.12.2 Аквизиција на мерните податоци .....	68
IV.12.3 Валидација на податоците.....	68
IV.12.4 Супституција на податоците .....	69
IV.12.5 Пристап до мерните податоци .....	69
<b>V. РАБОТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ</b> .....	<b>71</b>
<b>V.1. Планирање на работата на електроенергетскиот систем</b> .....	<b>71</b>
V.1.1 Вовед .....	71
V.1.2 Цели на процесот на планирање на работата .....	71
V.1.3 Општи карактеристики на плановите на работа на ЕЕС.....	71
V.1.4 Годишни, месечни, неделни и дневни планови за работа на ЕЕС.....	72
V.1.5 Планови за исклучување во преносниот систем .....	76
V.1.6 Анализа на сигурност .....	79
V.1.7 Годишни, месечни и неделни планови за прекуграничните преносни капацитети .....	80
<b>V.2. Системски услуги</b> .....	<b>82</b>
V.2.1 Вовед .....	82
V.2.2 Цели .....	82
V.2.3 Општи одредби .....	83
V.2.4 Регулација на фреквенцијата и моќност.....	83
V.2.5 Регулација на напон и реактивна моќност .....	87

V.2.6 Повторно воспоставување на електроенергетски систем по распад.....	89
<b>V.3. Управување со ЕЕС .....</b>	<b>90</b>
V.3.1 Вовед .....	90
V.3.2 Цели .....	90
V.3.3 Управување при нормална погонска состојба.....	90
V.3.4 Управување во нарушена состојба.....	95
V.3.5 Технички и други барања за работа на системот во интерконекција .....	96
V.3.6 Извештаи за работата на преносниот систем.....	97
<b>V.4. Работа на електроенергетски систем во вонредни состојби .....</b>	<b>98</b>
V.4.1 Вовед .....	98
V.4.2 Цели .....	98
V.4.3 Работни состојби на ЕЕС.....	98
V.4.4 Имплементација на одбранбените мерки .....	100
V.4.5 План за работа на системот за заштита .....	101
V.4.6 План за превентивни мерки за елиминација на нарушувањата .....	102
V.4.7 План за намалување на испораката на ЕЕ.....	103
V.4.8 План за обнова на електроенергетскиот систем по распад .....	107
<b>V.5. Случаен испад.....</b>	<b>110</b>
<b>VI. ПРИСТАП КОН ПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ .....</b>	<b>110</b>
<b>VI.1. Вовед .....</b>	<b>110</b>
<b>VI.2. Цели .....</b>	<b>110</b>
<b>VI.3. Општи одредби .....</b>	<b>111</b>
<b>VI.4. Користење на преносниот капацитет во контролната област на ОЕПС .....</b>	<b>111</b>
<b>VI.5. Користење на прекуграничните преносни капацитети .....</b>	<b>112</b>
<b>VI.6. Конечен план за работа.....</b>	<b>112</b>
<b>VII. НЕУСОГЛАСЕНОСТ И РЕШАВАЊЕ НА СПОРОВИ .....</b>	<b>113</b>
<b>VII.1. Неусогласеност на корисникот .....</b>	<b>113</b>
<b>VII.2. Неусогласеност на ОЕПС .....</b>	<b>113</b>
<b>VII.3. Материјална одговорност на ОЕПС и корисниците .....</b>	<b>114</b>
<b>VII.4. Решавање на спорови .....</b>	<b>114</b>
<b>VIII. ПРЕОДНИ ОДРЕДБИ .....</b>	<b>115</b>
<b>VIII.1. Ревизија на одредбите од Правилата .....</b>	<b>115</b>
<b>VIII.2. Усогласување со одредбите од Правилата .....</b>	<b>115</b>
<b>VIII.3. Усогласување на општите и други норми, спогодби и договори.....</b>	<b>116</b>
<b>IX. ЗАВРШНИ ОДРЕДБИ .....</b>	<b>117</b>
<b>X. ПРИЛОГ 1 - СЦЕНАРИЈА ЗА ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....</b>	<b>118</b>
<b>X.1. Дефиниции .....</b>	<b>118</b>

<b>X.2. Критериуми</b> .....	<b>119</b>
<b>X.3. Препораки</b> .....	<b>119</b>
<b>XI. ПРИЛОГ 2 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ</b> .....	<b>121</b>
<b>XI.1. Дефиниции</b> .....	<b>121</b>
<b>XI.2. Методологија</b> .....	<b>122</b>
<b>XI.3. Пресметка на Вкупниот расположлив преносен капацитет АТС</b> .....	<b>123</b>
<b>XI.4. Пресметка на Преносниот капацитет на мрежата GTC</b> .....	<b>124</b>
<b>XII. ПРИЛОГ 3 - УПАТСТВО ЗА ОЦЕНКА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ПРОЕКТИТЕ</b> .....	<b>125</b>
<b>XII.1. Општо</b> .....	<b>125</b>
<b>XII.2. Избор на критериуми за оценка</b> .....	<b>125</b>
<b>XII.3. Методологија за оценка</b> .....	<b>127</b>
<b>XII.4. Оценка на придобивки</b> .....	<b>129</b>
<i>XII.4.1 Географски обем на анализите</i> .....	<i>129</i>
<i>XII.4.2 Анализа на придобивките</i> .....	<i>129</i>
<i>XII.4.3 Пресметка на Преносната можност на мрежата GTC</i> .....	<i>130</i>
<b>XII.5. Методологија за секоја категорија на придобивки</b> .....	<b>131</b>
<i>XII.5.1 Подобрена сигурност на снабдување</i> .....	<i>131</i>
<i>XII.5.2 Општествена и економска благосостојба</i> .....	<i>132</i>
<i>XII.5.3 Интегрирање на обновливи извори на ЕЕ</i> .....	<i>134</i>
<i>XII.5.4 Варијации на загубите (енергетска ефикасност)</i> .....	<i>135</i>
<i>XII.5.5 Варијација на емисијата на CO<sub>2</sub></i> .....	<i>136</i>
<i>XII.5.6 Техничка одржливост / маргина на системска безбедност</i> .....	<i>137</i>
<i>XII.5.7 Робустност / приспособливост</i> .....	<i>138</i>
<b>XII.6. Резиме на придобивките</b> .....	<b>138</b>
<b>XIII. ПРИЛОГ 4 - ОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ И ПРЕНОСНА МРЕЖА</b> .....	<b>140</b>
<b>XIII.1. Вовед</b> .....	<b>140</b>
<i>XIII.1.1 Прогноза на билансот на ЕЕ и моќност</i> .....	<i>140</i>
<i>XIII.1.2 Дефиниции за адекватност</i> .....	<i>140</i>
<i>XIII.1.3 Референтни временски периоди за прогноза</i> .....	<i>141</i>
<i>XIII.1.4 Сценарија за развој на производни капацитети</i> .....	<i>141</i>
<b>XIII.2. Методологија</b> .....	<b>142</b>
<i>XIII.2.1 Потрошувачка (Load)</i> .....	<i>142</i>
<i>XIII.2.2 Управлива потрошувачка (Load Management)</i> .....	<i>142</i>
<i>XIII.2.3 Нето производен капацитет (Net Generating Capacity)</i> .....	<i>142</i>
<i>XIII.2.4 Нерасположлив капацитет (Unavailable Capacity)</i> .....	<i>143</i>
<i>XIII.2.5 Доверливо расположлив капацитет (Reliably Available Capacity)</i> .....	<i>145</i>
<i>XIII.2.6 Преостанат капацитет (Remaining Capacity)</i> .....	<i>145</i>
<i>XIII.2.7 Размени (Exchanges)</i> .....	<i>146</i>

XIII.2.8 Маргина на максималната потрошувачка ( <i>Margin Against Peak Load</i> ).....	146
XIII.2.9 Преостаната маргина ( <i>Retaining Margin</i> ).....	147
XIII.2.10 Резервен произведен капацитет ( <i>Spare Capacity</i> ).....	147
XIII.2.11 Референтна маргина на адекватност ( <i>Adequacy Reference Margin</i> ) .....	148
XIII.2.12 Симултан прекуграничен преносен капацитет ( <i>Simultaneous Interconnection Transmission Capacity</i> ).....	148
<b>XIII.3. Анализи .....</b>	<b>152</b>
XIII.3.1 Адекватност на производството .....	152
XIII.3.2 Адекватност на преносната мрежа .....	153
<b>XIV. ПРИЛОГ 5 - ОБРАСЦИ ЗА ПРИКЛУЧОК НА ПРЕНОСНА МРЕЖА.....</b>	<b>156</b>
<b>XV. ПРИЛОГ 6 - ПОСТАПКА ЗА ИЗВЕСТУВАЊЕ ЗА РАБОТА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА НА КОРИСНИК НА ПРЕНОСНА МРЕЖА .....</b>	<b>157</b>
XV.1. Постапка за известување за работа за приклучување на нова инфраструктура на корисник на преносна мрежа.....	157
XV.2. Усогласување на производни единици поврзани на преносната мрежа .....	159
XV.3. Усогласување на објектите на потрошувачите или дистрибутивните системи приклучени на преносната мрежа .....	161
<b>XVI. ПРИЛОГ 7 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА НАДОМЕСТОК ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ .....</b>	<b>162</b>
XVI.1. Трошоци за градба на ново приклучување / надградба (проширување) на постојното приклучување .....	162
XVI.2. Трошоци за учество за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или зголемување на капацитет на постојни приклучоци .....	165
XVI.3. Реализација на инфраструктура за приклучување на преносната мрежа .....	165
<b>XVII. ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ .....</b>	<b>166</b>
XVII.1. Општи барања .....	166
XVII.2. Синхрони генератори директно приклучени на мрежата .....	167
XVII.2.1 Активна моќност.....	167
XVII.2.2 Фреквентна стабилност.....	167
XVII.2.3 Регулација на реактивната моќност.....	170
XVII.2.4 Систем за регулација на напонот.....	172
XVII.2.5 Исклучување на производствен капацитет од преносниот систем.....	173
XVII.2.6 Работење на производствен капацитет во тек на нарушувања .....	175
XVII.2.7 Повторно воспоставување на системот.....	176
XVII.3. Модули на енергетски паркови .....	177
XVII.3.1 Активна моќност.....	177
XVII.3.2 Фреквентна стабилност.....	178

<i>XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност.....</i>	<i>178</i>
<i>XVII.3.4 Исклучување на производствен капацитет од преносниот систем.....</i>	<i>179</i>
<i>XVII.3.5 Работење на производствен капацитет во тек на нарушувања .....</i>	<i>180</i>
<i>XVII.3.6 Воспоставување на системот.....</i>	<i>181</i>
<b>XVIII. ПРИЛОГ 9 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПОТРОШУВАЧИ .....</b>	<b>182</b>
<b>XIX. ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ.....</b>	<b>185</b>
<b>XIX.1. Синхрони генераторски единици .....</b>	<b>185</b>
<b>XIX.2. Модули на енергетски паркови .....</b>	<b>189</b>
<b>XIX.3. Потрошувачите .....</b>	<b>192</b>
<b>XX. ПРИЛОГ 11 – КВАЛИТЕТ НА ЕЕ .....</b>	<b>193</b>
<b>XX.1. Фликер.....</b>	<b>193</b>
<b>XX.2. Хармониска дисторзија.....</b>	<b>193</b>
<b>XX.3. Фазна несиметрија.....</b>	<b>195</b>
<b>XXI. ПРИЛОГ 12 – ЗАШТИТНИ УРЕДИ .....</b>	<b>195</b>
<b>XXII. ПРИЛОГ 13 – МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ОДРЕДУВАЊЕ НА ГОЛЕМИНАТА НА СЕКУНДАРНА И ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА.....</b>	<b>197</b>
<b>XXII.1. Одредување на големината на резервата за секундарна регулација.....</b>	<b>197</b>
<b>XXII.2. Одредување на големината на резерва за терциерна регулација.....</b>	<b>198</b>

Врз основа на член 69 од Законот за енергетика („Службен весник на РМ бр.16/2011) и член 19, точка 18 од Статутот на Акционерското друштво за пренос на електрична енергија, Управниот одбор на Операторот на електропреносниот систем на Македонија, Акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем, во државна сопственост “МЕПСО” Скопје, по претходно одобрение од Регулаторната комисија за енергетика, бр. 02-2432/1 од 06.11.2014 година донесе:

# МРЕЖНИ ПРАВИЛА ЗА ПРЕНОС НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

## І. ОПШТИ ОДРЕДБИ

### І.1. Предмет на уредување

#### Член 1

(1) Со овие Мрежни правила за пренос на електрична енергија, (во понатамошниот текст Правила) се уредуваат:

- техничките и другите услови за сигурно и безбедно функционирање на преносниот систем,
- техничките и технолошките услови и начинот на приклучување на корисниците врз основа на транспарентни и недискриминаторски принципи,
- условите и методологијата за определување на надоместокот за приклучување на преносниот систем врз основа на транспарентни и недискриминаторски принципи,
- условите и начинот на пристап на трети страни на преносниот систем врз основа на транспарентни и недискриминаторски принципи,
- објективни, недискриминаторни и транспарентни постапки за разрешување на преоптоварувањата во преносниот систем,
- техничките и технолошките барања за работа на објекти за производство на ЕЕ со времена лиценца,
- планирање на одржувањето и развојот на преносниот систем,
- содржината на планот за развој на преносниот систем, како и методите и постапките според кои корисниците на преносниот систем ги доставуваат неопходните податоци за изработка на планот за развој,
- методите и постапките за прогнозирање на потребите од ЕЕ, како и обврските на корисниците на преносниот систем (снабдувачи, производни капацитети и потрошувачи директно поврзани на преносниот систем) за доставување на неопходните податоци за изготвување на прогнозите,
- мерките неопходни за обезбедување на оперативна сигурност на преносниот систем,
- мерките, активностите и постапките во случај на нарушувања и инциденти,



- функционалните барања и класата на точност на мерните уреди, и методите за мерење на ЕЕ и моќност,
- критериумите за обезбедување на системските услуги,
- диспечирањето на генераторските единици во ЕЕС на Република Македонија,
- квалитетот на ЕЕ,
- квалитетот на услугите што ОЕПС ги обезбедува на корисниците,
- комуникациските протоколи за системот за надзор и управување,
- работата на системот за управување,
- методите за објавување на информациите кои што ОЕПС е должен да ги објави согласно Законот за енергетика и
- методите и постапките за известување на корисниците на преносниот систем.

## I.2. Основни начела

### Член 2

(1) Спроведувањето на овие Правила се темели на следните начела:

- транспарентност, недискриминаторност и непристрасност,
- заштита на јавниот интерес и правата на корисниците на преносниот систем,
- сигурност, безбедност, континуираност и квалитет на испораката на ЕЕ,
- ефикасност и економичност во работа на ОЕПС и
- минималните барања на ENTSO-E поврзани со работата и размената на ЕЕ помеѓу синхроно поврзаните преносни системи.

## I.3. Подрачје на примена

### Член 3

(1) ОЕПС е сопственик на преносната мрежа и е надлежен за обезбедување сигурна, безбедна и квалитетна испорака на ЕЕ преку преносната мрежа, за обезбедување на развој и одржување на преносната мрежа заради сигурно и ефикасно функционирање.

(2) Основните принципи за разграничување на сопственоста и надлежности помеѓу ОЕПС и корисниците на преносна мрежа е според границата на разграничување. Границата на разграничување е дефинирана на следниот начин:

- ако врската на корисникот кон високонапонската мрежа се остварува преку трансформаторска станица со системска улога приклучена на преносната мрежа со два или повеќе водови најмалку на две други трансформаторски станици, енергетските трансформатори - заедно со целокупната високонапонска опрема во трансформаторското поле (раставувачи, прекинувач, мерни трансформатори и одводници на пренапон) му припаѓаат на корисникот, а делот од високонапонската разводна постројка каде е приклучено трансформаторското поле му припаѓа на ОЕПС. Место на разграничување се клемите на собирничките раставувачи кон високонапонските собирници, и
- ако корисникот радијално се приклучува на преносната мрежа преку високонапонска трансформаторска станица и високонапонски вод/ови, трансформаторската станица заедно со радијалните вод/ови припаѓаат на корисникот. Место на разграничување е на

затезните изолатори на порталот во системска трансформаторска станица која припаѓа на ОЕПС.

(3) ОЕПС е должен да ги применува овие Правила во управувањето и користењето на на:

- преносниот систем, што вклучува електроенергетски постројки и друга опрема за пренос на електрична енергија на 400 kV и 110 kV напонско ниво, што се во сопственост на ОЕПС и
- делови од постројки и мрежа на 110 kV и повисоко напонско ниво, што се во сопственост на корисниците на преносниот систем или тие имаат право да ги користат.

(4) Во ЕЕС на Република Македонија разграничувањето на правото на сопственост односно правото на користење на електроенергетски постројки и друга опрема за пренос на електрична енергија како и на делови од постројки и мрежа на 110 kV и повисоко напонско ниво помеѓу ОЕПС и корисниците на преносниот систем, се утврдува според границата на основните средства, начин утврден со поединечни договори за користење на преносна мрежа склучени помеѓу ОЕПС и корисниците на преносниот систем

(5) Сите електроенергетски субјекти и корисници на преносниот систем се должни да ги применуваат овие Правила и да го усогласат начинот на користење на преносниот систем во своето работење.

(6) Електроенергетски субјекти и корисници во смисла на став (5) од овој член се:

- производители на ЕЕ приклучени на преносниот систем,
- оператори на системите за дистрибуција на електрична енергија,
- трговци со ЕЕ,
- снабдувачи со ЕЕ,
- потрошувачи директно поврзани на преносниот систем, и
- други учесници на пазарот со ЕЕ;
- ОПЕЕ

## **I.4. Основни барања и одговорности кои произлегуваат од усогласеноста со Мрежните правила**

### **Општи обврски**

#### **Комитет за следење и примена на мрежните правила**

#### **Член 4**

(1) ОЕПС има обврска да формира Комитет за имплементација и реализација на овие Правила (во понатамошниот текст Комитет). Комитетот ги извршува следните задачи:

- следење на примената на овие Правила,
- анализа на потешкотиите при имплементација на овие Правила,
- појаснување на одделни прашања поврзани со имплементацијата на овие Правила,
- подготовка на предлози за измени на овие Правила,
- дава мислење за потребата од изработка на анализа на придобивки и трошоци,
- по барање на ОЕПС подготвува образложено мислење за одбивање или одобрување на Барањето за исклучок, како и траењето на исклучокот, .

(2) Комитетот го сочинуваат претставници на:

- ОЕПС,
- производители на ЕЕ,
- операторите на дистрибутивните системи,
- трговци со ЕЕ,
- снабдувачи со ЕЕ,
- потрошувачи директно поврзани на преносниот систем.

(3) Претставници на Регулаторна комисија за енергетика може да учествуваат во работата на Комитетот без право на одлучување.

(4) На првата седница Комитетот ја утврдува листата на членовите и донесува Деловник за работа.

(5) Претседателот на Комитетот е претставник на ОЕПС

(6) Деловникот за работа на Комитетот ги уредува:

- правата, обврските и одговорностите на членовите на Комитетот,
- постапките за гласање на одлуките (толкување, извештаи, препораки, и др),
- постапките за закажување на состаноците,
- условите за одржување на состаноците,
- број на задолжителни состаноци годишно и
- постапките за издавање (публикување) на одлуките, и др.

## **Амандмани на Мрежните правила и нивно толкување**

### **Член 5**

(1) Ако некој електроенергетски субјект смета дека е неопходно да се промени одредба од овие Правила, треба да се примени постапката според Член 218 од овие Правила.

(2) Секој електроенергетски субјект има право да достави Барање до Комитетот за дополнително објаснување поврзано со целите и имплементацијата на било кој дел од овие Правила. Комитетот има обврска да ја подготви бараната интерпретација и јавно да го стави на располагање Барањето и интерпретацијата.

## **Непредвидени настани и извештаи**

### **Член 6**

(1) ОЕПС е овластен да превземе вонредни мерки при појава на настани кои не се предвидени со одредбите на овие Правила, или нивното појавување било невозможно да се спречи, и ефектите од такви настани можат да предизвикаат промена на техничките услови за користење на преносниот систем и да предизвикаат последици на корисниците на преносниот систем.

(2) Секој корисник има обврска да се усогласи со инструкциите добиени од ОЕПС.

(3) ОЕПС го информира Комитетот и Регулаторна комисија за енергетика за секој непредвиден настан и за релевантните одлуки донесени во согласност со овие Правила во рок од 5 (пет) дена.

(4) ОЕПС има обврска да подготви извештај за примената на вонредни мерки за непредвидените настани, на начин и според постапката за подготовка на извештаи за работата на преносниот систем наведени во член 185 од овие Правила, во кој е вклучен

настанот што предизвикал непредвидени околности, превземените мерки и ефектите и последиците од непредвидениот настан и др.

(5) Комитетот има обврска, најдоцна во рок од 45 дена од денот на појавување на непредвидените настани, да подготви и достави на оценка иницијатива за амандман/дополнување на овие Правила во согласност со непредвидените настани.

## **Информации и доверливост на податоците**

### **Член 7**

(1) Податоците доставени до ОЕПС од електроенергетските субјекти се доверливи. ОЕПС може да ги достави до другите електроенергетски субјекти или потенцијални корисници во случај и на начин уреден во овие Правила.

(2) Корисниците на преносниот систем определуваат дали податоците што се доставуваат до ОЕПС за техничките карактеристики и барањата за користење на нивните постројки, ќе бидат означени како доверливи.

(3) ОЕПС ги објавува информациите и податоците означени како доверливи од страна на корисникот на преносниот систем само со писмено одобрение од корисникот. Во писменото одобрение ќе биде наведено за која намена можат да бидат искористени информациите и податоците.

(4) ОЕПС е должен да ги третира како доверливи податоците кои се однесуваат на потрошувачката, производството и размената на ЕЕ за секој поединечен корисник. Сумарните податоците од овој вид, на ниво на електроенергетскиот систем, не се сметаат за доверливи.

(5) ОЕПС не ги смета за доверливи информациите за работата на преносниот систем, вклучувајќи ги и информациите за нарушувања и други итни ситуации.

(6) ОЕПС е должен да ги објави податоците за оптоварувањето на преносниот систем во форма што не ја нарушува доверливоста на информациите за корисникот на преносниот систем.

(7) ОЕПС разменува соодветни податоци со операторите на преносните системи на соседните земји, што можат да вклучуваат и комерцијално доверливи и осетливи податоци. Со цел да се спречи евентуална злоупотреба на таквите податоци, ОЕПС склучува соодветни договори со операторите на преносните системи на соседните земји, за доверливост на расположивите податоци, каде таквите податоци се означени како доверливи и договорните страни превземаат обврска да ја усогласат нивната доверливост.

## **I.5. Поими, кратенки и дефиниции**

### **Поими**

#### **Член 8**

(1) Дефинициите за одделни изрази, содржани во Законот за енергетика, се применуваат и во овие Правила.

### **Дефиниции**

#### **Член 9**

(1) Поимите користени во овие Правила го имаат следното значење:

<b>АФР – Автоматско фреквентно растоварување</b>	Намалување на оптоварување на системот, што се постигнува со исклучување на потрошувачката на ЕЕ со делување на подфреквентна заштита.
<b>Активна енергија</b>	Енергија која може да се претвори во друга енергија, пр.механичка, топлинска, хемиска, звучна или светлосна.
<b>Активна моќност</b>	Електрична моќност расположлива за претворање во друга моќност пр. механичка, топлинска, хемиска, звучна или светлосна. Тоа е средна вредност на производот на моменталните вредности на напон и струја во определен временски интервал.
<b>База на мерни податоци</b>	База на податоци која содржи верификувани мерни податоци.
<b>Балансна група</b>	Балансната група ја сочинуваат еден или повеќе учесници на пазарот на ЕЕ од кои еден член на балансната група ја превзема целосната балансна одговорност и претставува балансно одговорна страна.
<b>Балансна одговорност</b>	Одговорност на БОС за обезбедување на баланс помеѓу целокупното најавено производство, набавки и увоз на ЕЕ од една страна и најавена потрошувачка, продажби и извоз на ЕЕ, од друга страна, за една или повеќе точки на приклучување и/или, за една или повеќе билатерални трансакции.
<b>Балансно одговорна страна (БОС)</b>	Учесници на пазарот на ЕЕ кои превземаат балансна одговорност и доставуваат физички распореди (номинации) за балансната група во согласност со нивните меѓусебни договорни обврски.
<b>Блок координатор</b>	ТСО од контролниот блок кое е одговорно за секундарна регулација на контролниот блок, за сите пресметки на контролните области од контролниот блок, за организација на секундарната регулација внатре во блокот и за координација на програмите на размена помеѓу контролните области внатре во блокот и програмите на размена со соседните контролни блокови.
<b>Висок напон</b>	Номинален напон еднаков и повисок од 110 kV.
<b>Виша сила</b>	Сите непредвидливи природни појави, настани и околности кои се утврдени согласно закон.
<b>Генераторска единица</b>	Уред кој се состои од целокупната опрема неопходна за производство на ЕЕ.

<b>Дебаланс на ЕЕС</b>	Отстапување од програмата за размена на ЕЕ, т.е разлика помеѓу расположивата ЕЕ (производство и увоз) и вкупната побарувачка (потрошувачка, извоз и системски загуби).
<b>Диспечерски центар на ОЕПС</b>	Центар за управување со електроенергетскиот систем (или контролна област).
<b>Диспечинг</b>	Управување со тековите на моќност во електроенергетскиот систем, вклучувајќи ги производството на ЕЕ и размената на ЕЕ со други електроенергетски системи.
<b>Билатерален оперативен договор</b>	Договор помеѓу ОЕПС на Република Македонија и ОЕПС на соседните системи за заедничка паралелна работа преку заеднички интерконективни водови – интерконектори.
<b>Електрична централа</b>	Електроенергетска постројка која содржи една или повеќе генераторски единици.
<b>Енергија за урамнотежување</b>	Количина на ЕЕ која е ангажирана со активирање на системските услуги за порамнување на отстапувањата помеѓу расположивата ЕЕ и потрошувачката на ЕЕ во реално време.
<b>Зададена вредност на фреквенцијата</b>	Зададена фреквенција дефинирана од ОЕПС во согласност со препораките на ENTSO-E, како работна фреквенција на системот.
<b>Изземање</b>	Одобрение, издадено од Регулаторна комисија за енергетика или од ОЕПС, на барање од корисник на преносниот систем, за неусогласеност со некоја од одредбите на <i>Мрежните правила</i> за определен временски период, т.е се додека постои причината за барањето за изземање.
<b>Инструкции за диспечирање</b>	Инструкции издадени од оперативниот водител на ЕЕС поврзани со работата на генераторските единици, преносниот систем и системите на корисниците на преносниот систем, вклучувајќи и користење на системски услуги.
<b>Контролен блок</b>	Контролниот блок го сочинуваат една или повеќе контролни области што работат заеднички за да се обезбеди функцијата за секундарна регулација во однос на другите контролни блокови од синхроната област.

<b>Контролна област</b>	Најмал дел од електроенергетски систем што има сопствен систем за регулација на производството/потрошувачката на ЕЕ и фреквенцијата, вообичаено соодветствува на територијата на државата и е управуван од еден ОЕПС.
<b>Мерно место</b>	Физичко место (точка) во системот за мерење на ЕЕ во која се регистрира електрична енергија и се мерат електрични величини.
<b>Мерна опрема</b>	Се состои од мерни трансформатори, секундарни мерни кола, броило, заштитна, комуникациска и опрема за надзор.
<b>Мерни податоци</b>	Податоци од параметрите на електрична енергија содржани во регистрите на броило.
<b>Мерен систем</b>	Множество од мерни места.
<b>Место на приклучок</b>	Точка во ЕЕС каде што генераторските единици, потрошувачите и дистрибутивните системи се приклучени на преносната мрежа во која ОЕПС испорачува/ прима ЕЕ кон/од корисникот на преносниот систем.
<b>Модул на енергетски парк</b>	Било која генераторска единица или множество на генераторски единици за производство на ЕЕ, кое не е синхронно поврзано на мрежа. Тоа вклучува било каква врска преку енергетска електроника и било кое множество на генераторски единици кои имаат единечна точка за поврзување со мрежата.
<b>Мрежни параметри</b>	Мрежни параметри се показатели кои квантитативно ги опишуваат физичките својства на елементите на мрежата: подолжна импеданција на вод, напречна адмитанција на вод, импеданција меѓу два јазли од мрежата, коефициент на трансформација (преносен однос) на трансформатор итн.
<b>Намалување на потрошувачката на ЕЕ</b>	Намалување на потрошувачката на ЕЕ на контролиран начин со исклучување на потрошувачите, во случај на пореметен/нарушен интегритет на ЕЕС, со цел истиот да се врати во нормална или преодна состојба.
<b>Напонски мерен трансформатор</b>	Трансформатор што се користи во мерните системи и/или уреди за заштита, за трансформирање на примарниот напон на секундарен напон, со што поголема можна точност според неговата амплитуда и агол.

<b>Напонски фликер</b>	Флуктуација на бранот на напонот, типично предизвикана со приклучување на објектот, кој врши изобличување на нормалната синусоидална брановидна форма на напонот.
<b>Нарушен погонски режим</b>	Работен режим кој отстапува од нормален погон.
<b>Нормален погон на ЕЕС</b>	Погон на ЕЕС при кој работните точки на системските параметри се со доволна сигурносна маргина.
<b>Оптоварување</b>	Оптоварување е моќност која се испорачува кон системот или делот од системот или потрошувачи и се изразува во kW или kVA, односно MW или MVA.
<b>Оперативен водител на ЕЕС</b>	Стручно лице со овластување да го води ЕЕС на Р. Македонија.
<b>Остров</b>	Дел од електроенергетскиот систем галвански издвоен од главниот интерконективен систем што формира островски ЕЕС. Функционирањето на опремата во ваквиот систем се нарекува островска работа.
<b>Погонски дијаграм на генераторска единица</b>	Документ со кој се определуваат границите на техничките можности за работа на генераторската единица (во MW и MVA <sub>r</sub> ) при нормални услови на работа.
<b>Подфреквентно реле</b>	Електрично мерно реле што се активира кога системската фреквенција ќе падне под зададената вредност.
<b>Помошна опрема</b>	Секој дел од опремата и/или од постројката што не е директно дел од електроенергетскиот систем, но е неопходен за неговата работа
<b>Програма за размена на ЕЕ</b>	Програма за размена претставува вкупната планирана размена помеѓу две контролни области или помеѓу два контролни блока.
<b>Погонски променливи</b>	Погонските променливи, се величини кои карактеризираат одреден работен режим на електроенергетскиот систем.
<b>Пресметковно мерење</b>	Мерење на електрична енергија чии податоци се користат за изготвување на финансиска документација (фактури) на ОЕПС.



<b>Примарна регулација</b>	<p>Примарна регулација е автоматска децентрализирана функција на турбинските регулатори на генераторските единици со која се обезбедува баланс помеѓу производството и потрошувачката на ЕЕ во синхроната област.</p> <p>Автоматската функција на турбинските регулатори овозможува промена на производство во генераторските единици како резултат на промена на фреквенцијата.</p>
<b>Примарна резерва</b>	<p>Позитивен или негативен дел од вкупниот опсег на активната моќност за примарна регулација мерено од работната точка на генераторската единица пред да настане пореметувањето до максималната моќност за примарна регулација.</p>
<b>Распад на системот</b>	<p>Состојба во која целото производството е вон погон и нема снабдување со ЕЕ од други системи, т.е. тотална безнапонска состојба во контролната област.</p>
<b>Реактивна енергија</b>	<p>Електрична енергија која не се троши туку се ниша помеѓу делот во мрежа со воспоставени електрични полиња и делот во мрежа со воспоставени магнетни полиња, и нејзиниот проток ја зголемува струјата и губитоците во мрежата.</p>
<b>Реактивна моќност</b>	<p>Електрична моќност потребна за воспоставување на електрични и магнетни полиња. Ако преовладуваат електрични полиња-реактивната моќност е капацитивна, ако преовладуваат магнетни полиња-реактивната моќност е индуктивна.</p>
<b>Регулација на напон и реактивна моќност</b>	<p>Управување со производството на реактивна моќност во преносниот систем преку генераторите, синхроните компензатори, статички компензаторски системи, како и регулација на тековите на реактивна моќност со промена на односот на трансформација кај трансформаторите, со вклучување и исклучување на елементи од преносниот систем.</p>
<b>Регулација на оптоварувањето и фреквенцијата</b>	<p>Автоматска централизирана функција со која се регулира производството во контролната област со користење на резервата за секундарна регулација со цел:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- одржување на програмата за размена кон сите други контролни области на зададена вредност;</li> <li>- одржување на фреквенцијата на нејзината зададена вредност со цел ослободување на резервата што се користи за примарна регулација.</li> </ul>

<b>Секуларна резерва</b>	Позитивен или негативен дел од вкупниот опсег на активната моќност за секундарна регулација мерено од работната точка на генераторската единица до максималната/минималната моќност за секундарна регулација.
<b>Синхрона област</b>	Синхрона област е област која опфаќа интерконективно поврзани контролни области.
<b>Системски загуби</b>	Загуби на активна ЕЕ во елементите на преносниот систем.
<b>Стабилност на системот</b>	Можност на ЕЕС да се задржи во состојба на еквилибриум при нормални услови на работа како и да постигне нова прифатлива рамнотежна состојба после појава на некое пореметување.
<b>-Способност на генераторите за "black start".</b>	Способност на генераторска единица да се вклучи во работа без надворешен напон.
<b>Струен мерен трансформатор</b>	Трансформатор што се користи во мерните и/или уредите за заштита, каде струјата во секундарната намотка, која е во границите на претходно дефинирана грешка, е пропорционална и во фаза со струјата во примарната намотка.
<b>Терциерна регулација</b>	Автоматска или рачна промена на работните точки на генераторските единици со цел навремено обновување т.е. ослободување на резервата за секундарна регулација.
<b>Терциерна резерва</b>	Компонента на регулационата резерва на ЕЕС што се активира со цел да се обнови резервата за секундарна регулација во рок од 15 минути.
<b>Фликер</b>	Појава на непостојаност на визуелна сензација предизвикана со светлосна стимулација чија луминентност или спектрална дистрибуција варира со текот на времето (т.е. впечаток на треперење на светлото) кои настануваат како последица на појавата на напонски флукуации предизвикани од постројките кои припаѓаат на корисниците на преносниот или дистрибутивен систем.

## Кратенки

### Член 10

Кратенките користени во Мрежните правила го имаат следново значење:

<b>AMR/MDM</b>	Систем за автоматско прибирање, складирање и обработка на податоци од мерните уреди за ЕЕ
<b>ARS</b>	Автоматско повторно вклучување (Automatic Reclosure System)
<b>AAC</b>	Доделени преносни капацитети (Already Allocated Capacity)
<b>ACE</b>	Грешка на регулациска област (Area Control Error)
<b>AGC</b>	Автоматска регулација на производство (Automatic Generation Control)
<b>ATC</b>	Расположив преносен капацитет (Available Transfer Capacity)
<b>БОС</b>	Балансно одговорна страна
<b>ЕЕС</b>	Електроенергетски систем
<b>ЕЕ</b>	Електрична Енергија
<b>ЕК</b>	Европска комисија
<b>ЕУ</b>	Европска унија
<b>ENTSO-E</b>	Европска мрежа на преносни систем оператори за ЕЕ (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
<b>ENTSO-E CE</b>	Европска мрежа на преносни систем оператори за ЕЕ – Континентална Европа (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Continental Europe)
<b>FACTS</b>	Опрема за управување со текот на моќност (Flexible Alternating Current Transmission System)
<b>Г</b>	Тековна година
<b>GTC</b>	Преносна можност на мрежата (Grid Transfer Capacity)
<b>IEC</b>	Меѓународна електротехничка комисија (International Electrotechnical Commission)
<b>ISO</b>	Меѓународна организација за стандардизација (International Standards Organization)
<b>ITC</b>	Меѓу-областна компензација (Inter TSO Compensation)
<b>КНМЕР</b>	Контрола и надзор на мерење
<b>ККО</b>	Контролно командниот објект
<b>М</b>	Тековен месец

<b>НМТР</b>	Напонски мерен трансформатор
<b>НТС</b>	Нето преносен капацитет (Net Transfer Capacity)
<b>ОДС</b>	Оператор на дистрибутивен систем
<b>ОПС</b>	Оператор на преносниот систем
<b>ОИЕ</b>	Обновливи извори на ЕЕ
<b>ОПЕЕ</b>	Оператор на пазарот на ЕЕ
<b>Регулаторна комисија за енергетика</b>	Регулаторна комисија за енергетика на Република Македонија
<b>RgIP</b>	Регионалниот инвестициски план на ЈИЕ (Regional Investment Plan for South East Europe)
<b>SCADA/EMS</b>	Систем за надзор и управување со електроенергетскиот систем во реално време (Supervisory Control And Data Acquisition) / (Energy Management System)
<b>SAF</b>	Прогноза за адекватност на системот (System Adequacy Forecast)
<b>SOAF</b>	Перспективите на системот и адекватна прогноза (Scenario Outlook and Adequacy Forecast)
<b>СМТР</b>	Струен мерен трансформатор
<b>THD</b>	Вкупен фактор на хармонична дисторзија (Total Harmonic Distortion)
<b>ТТС</b>	Вкупен преносен капацитет (Total Transfer Capacity)
<b>TYNDP</b>	Десетгодишниот план за развој на мрежата на ниво на целата заедница (Ten-Year Network Development Plan)
<b>VUF</b>	Фактор на несиметрија на напонот (Voltage Unbalance Factor)

## II. ПЛАНИРАЊЕ НА РАЗВОЈОТ НА ПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ

### II.1. Општи одредби

#### Активности поврзани со планирањето

##### Член 11

(1) Цел на планирањето на преносниот систем, на среднорочен и долгорочен период, е развој на преносниот систем со кој се обезбедува:

- сигурна работа,
- високо ниво на сигурност во напојувањето,
- одржлив развој на ЕЕС,
- пристап и приклучување до преносната мрежата за сите учесници на пазарот,
- развој на пазарот на ЕЕ и
- ефикасност.

(2) Во овој процес мора да се имаат предвид:

- националното законодавство и регулаторната рамка,
- политиките и целите на ЕУ,
- барањата и општата регулатива на либерализираниот европски пазар на ЕЕ кои се дадени во соодветната регулатива на ЕУ,
- безбедноста на луѓето и инфраструктурата,
- политиките и ограничувањата за околината,
- транспарентност на применетите процедури и
- економска ефикасност.

(3) Развојот на преносниот систем вклучува:

- изградба на нови елементи на преносниот систем,
- зајакнување на постоечки елементи на преносниот систем (реконструкција и надградба на капацитетот),
- подесување на системите за заштита и нивна модернизација,
- реконфигурација на топологијата на мрежата и
- постојан надзор и примена на нови технолошки решенија.

(4) Националните планови за развој мора да бидат во координација со регионалниот инвестициски план на ENTSO-E, перспективите на системот и адекватна прогноза (SOAF) и десетгодишниот план за развој на мрежата (TYNDP), како што се одредени со Регулативата на ЕС 714/2009.

#### Права и обврски на ОЕПС во врска со планирањето

##### Член 12

(1) ОЕПС го планира развојот на преносната мрежа на начин со кој ќе се обезбеди нејзино сигурно и економски оправдано работење во интерес на сите корисници според овие Правила.

(2) Заради обезбедување на долгорочно и среднорочно планирање на развојот на преносниот систем, ОЕПС е одговорен и должен за:

- изработка на Студија за развој на преносната мрежа за десетгодишен период, ја изработува студијата кога е тоа потребно, но најмалку еднаш во три години, и ја објавува на својата интернет страница,
- да донесе план за развој на преносниот систем за периодот од следните пет години, секоја година. ОЕПС го поднесува планот до Регулаторната комисија за енергетика до 31 октомври. По добиената согласност од Регулаторната комисија за енергетика, ОЕПС го објавува планот за развој на преносниот систем на својата интернет страница и
- секој регулиран период да подготвува инвестициски план за преносниот систем кој ги прикажува очекуваните зголемувања на ефикасноста на работата на преносниот систем преку намалување на загубите на електрична енергија и подобрувањата на квалитетот на испорачаната електрична енергија во преносната мрежа како резултат на планираните инвестиции. Овој план се поднесува до Регулаторната комисија за енергетика на одобрување.

## **Постапка на планирање**

### **Член 13**

(1) Постапката на планирање со состои од:

- дефинирање на влезни податоци,
- дефинирање на модели и сценарија,
- дефинирање на технички критериуми,
- анализа на сценарија,
- предлог на решенија,
- оценување на предлог решенијата,
- усвојување на планот и
- имплементација на планот.

## **II.2. Влезни и основни податоци**

### **Општи барања**

### **Член 14**

(1) Во процесот на планирање на преносниот систем, ОЕПС ги користи следните податоци и информации:

- податоци за трендовите на производството/потрошувачката на корисниците на преносниот систем,
- развој на постоечките и проектирање на нови електроенергетски капацитети, планирани од страна на корисниците во Република Македонија и операторите на соседните преносни системи, дефинирани во нивните планови за развој,
- прогнози за биланс на ЕЕ и моќност,
- истражувања на оправданоста на инвестициите при планирањето на електроенергетскиот систем,

- сите можни пореметувања во системот кои може да се случат за време на работата, како и потребите кои произлегуваат од таквите ситуации,
- издадени согласности за приклучок на новите корисници на преносниот систем и
- други еколошки и безбедносни прописи.

## **Прогноза на потрошувачка на ЕЕ и моќност на корисниците**

### **Член 15**

(1) Влезни податоци неопходни за прогноза на потрошувачка на ЕЕ и моќност се:

- вредности на потрошувачката на ЕЕ (MWh) и моќност (MW), со посебно внимание на вредностите во карактеристичните максимални и минимални режими во зима и лето,
- барања за приклучок на потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа,
- динамика на економскиот развој на земјата (врз основа на предвидувањата за растот на бруто домашниот производ, инвестиции, вработување и потрошувачка) и
- промена на потрошувачката на ЕЕ во различни економски сектори, со цел да се воспостави релација помеѓу економијата и потребата од ЕЕ.

(2) На барање на ОЕПС, секој корисник е должен да ги достави своите прогнози за потрошувачката на ЕЕ и моќност за краткорочен, среднорочен и долгорочен планирачки период.

## **Податоци од производителите на ЕЕ**

### **Член 16**

(1) Влезни податоци од производители на ЕЕ се:

#### **1) Податоци за постоечките електрични центри**

- технички ограничувања во производството (минимална и максимална активна и реактивна моќност) и можни промени заради планирани ремонти
- надградба/намалување на производните капацитети или затворање на постоечките производни капацитети;

#### **2) Податоци за нови електрични центри**

- Ако планираната година за пуштање во работа на постројката спаѓа во планираниот период од 3-5 години, а објектот е во фаза на поднесување на Барање за приклучок, потребно е да ги достават до ОЕПС деталните податоци во согласност со Барањето за приклучок на корисникот, согласно член 67 од овие Правила.
- За период на планирање над 5 години, ако деталните податоци не се достапни, неопходни се следните основни податоци:
  - минималната и максималната активна и реактивна моќност на идната енергетска постројка,
  - примарен извор на енергија,
  - локација на енергетската постројка и
  - динамика на изградбата.

(2) ОЕПС обезбедува податоци за изворите на ЕЕ од соседните електропреносни системи на ниво на основни податоци и во зависност од влијанието, се земаат предвид на соодветен

начин во дефинирањето на основните сценарија за планираната работа на преносниот систем на Република Македонија.

## **Прогноза на биланс на ЕЕ и моќност**

### **Член 17**

(1) Прогнозата на билансот на ЕЕ и моќност во ЕЕС на Република Македонија претставува преглед и анализа на собраните податоци за прогноза од сите корисници на преносниот систем за среднорочен и долгорочен период.

(2) Врз основа на овие податоци, ОЕПС врши анализи на потенцијалните вишоци/недостатоци на ЕЕ и моќност во ЕЕС на Република Македонија и ја оценува вкупната размена на ЕЕ со соседните системи.

(3) Врз основа на таквите анализи и проценка на ситуацијата на регионалниот пазар на ЕЕ, се дефинира можната размена преку интерконективни водови.

## **Усогласување на развојните подлоги и планови со корисниците на преносниот систем**

### **Член 18**

(1) Планот за развој на преносниот систем првенствено се базира на развојните планови на постоечките и потенцијалните корисници на преносниот систем и во тој поглед мора да се усогласи со нивните развојни планови.

(2) ОЕПС прави координација на соодветните активности поврзани со развојот уште во фазата на планирање за да обезбеди задоволително ниво на усогласеност на подлогите и плановите за развој помеѓу ОЕПС и другите одговорни субјекти.

(3) ОЕПС и корисниците на преносниот систем мораат да воспостават брза и навремена комуникација во врска со промените на системот што може да имаат влијание едни во однос на други.

(4) ОЕПС редовно ги објавува обновените податоци, релевантни за развојот на системот. Заинтересираните субјекти може да поднесат предлози и коментари на објавените податоци до ОЕПС, до датумот наведен како краен рок за јавен увид на податоците.

(5) ОЕПС, по истекот на крајниот рок од претходниот став, ако е потребно ги доставува следните собрани податоци до заинтересираните субјекти, за верификација и надградување:

1) За производителите на ЕЕ:

- достапни податоци за планирана замена на опрема, надградба/намалување на производните капацитети или затворање на постоечките производни капацитети и
- достапни податоци за нови производни единици (инсталирана моќност, примарни извори на енергија, географска локација, динамика на изградбата).

2) За операторите на дистрибутивните системи:

- прогноза за зголемување на потрошувачката во карактеристичните режими релевантни за планирање;
- географска распределба на предвиденото оптоварување на постојните и планираните трансформаторски станици, во согласност со статистичките податоци од минатото и достапните информации за поместување на центрите на потрошувачката;
- податоци за планираните промени на моќностите на постоечките трансформаторски станици;



- податоци за планираната изградба и приклучување на нови трансформаторски станици, динамиката на нивната изградба и локацијата, во согласност со расположливите податоци за географската распределба на потрошувачката и во согласност со документацијата за просторно планирање која е на сила и
  - достапни информации за инсталирање (замена) на опремата во објектите на корисниците, кои можат да бидат релевантни за квалитетот, безбедноста и сигурноста на работата за целиот преносен систем.
- 3) За потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа:
- податоци за планираната надградба/намалување на врвното оптоварување или затворање на делови од објекти кај постоечките корисници и
  - податоци за нови капацитети (врвно оптоварување, географска локација на капацитетите, динамика на изградба);
- 4) За операторите на соседните преносни системи:
- податоци за развојни планови, релевантни за соседните преносни системи, кои се усогласени од страна на ОЕПС на ниво на регионални работни групи.
- 5) За државните органи и органите на локалната самоуправа надлежни за подготовка на документацијата за просторно планирање:
- податоци за планираната изградба и приклучок на нови трафостаници, динамиката на нивната изградба и локацијата, во согласност со расположливите податоци за географската распределба на оптоварувањата.

(6) Ако одговорните субјекти не ги достават забелешките или модификациите на податоците во рок од 3 месеци од денот на доставување на податоците, се смета дека објавените/доставените податоци се потврдени.

(7) По истекот на крајниот рок од претходниот став, еднаш годишно ОЕПС доставува до надлежното Министерство и Регулаторната комисија за енергетика за верификација нацрт на основните податоци за подготовка на документот за планирање, кој содржи јавно собрани податоци за производството и побарувачката на ЕЕ, потврдени и ажурирани од производителите, операторите на дистрибутивните системи, квалификуваните потрошувачи, соседните оператори на системите и органите одговорни за подготовка на документацијата за просторно планирање.

(8) ОЕПС ги прави транспарентни сите потребни информации за корисниците и операторите на соседните системи, релевантни за развојот на преносниот систем на Република Македонија со објавување на развојните подлоги и планови на преносниот систем на својата интернет страница.

## II.3. Модели и сценарија

### Пазарен модел

#### Член 19

- (1) ОЕПС изработува пазарен модел кој се базира на технички, економски и финансиски параметри на производството и потрошувачката во регионот, покривајќи различни временски хоризонти.

## Мрежен модел

### Член 20

(1) ОЕПС го изработува мрежниот модел кој ја одразува конфигурацијата на електроенергетскиот систем, т.е. дава слика за начинот на поврзување и функционирање на елементите на електроенергетскиот систем.

(2) Во зависност од типот на анализи се користат модели со различни нивоа на детали на мрежата кои се базираат на податоци на електроенергетскиот систем за одреден временски период, при што ги содржат следните елементи:

- електрични параметри на мрежата и топологија,
- информација за електрични централи по јазел и типови на генератори,
- информација по јазел: опсези за производство и потрошувачка и
- различни планирачки временски периоди и сценарија за развој на мрежата.

## Национален модел

### Член 21

(1) ОЕПС изработува национален модел на електроенергетскиот систем на Република Македонија кој ги содржи сите мрежни елементи на 110 kV и 400 kV напонско ниво. Генераторите се моделираат на генераторско напонско ниво, заедно со блок-трансформаторите. Кај термоелектричните централи посебно се моделира потрошувачката за сопствени потреби. Оптоварувањето на дистрибутивните трансформаторски станици се моделира на 110 kV, додека за потребите на пресметката на еднофазни куси врски се моделираат и дистрибутивните 110/x/(y) kV трансформатори со уважување на типот на соединување на намотките. За анализи на динамичка стабилност, моделите на елементите од електроенергетскиот систем се дополнуваат со динамички карактеристики.

## Регионален модел

### Член 22

(1) Регионалниот модел ги опфаќа националните преносни мрежи на земјите од Југоисточна Европа и ги зема во предвид сите регионални проекти (дефинирани во регионалната група за планирање на системот при ENTSO-E за Континентална Југоисточна Европа) и еквивалент на остатокот од ENTSO-E. Електроенергетскиот систем на Република Македонија се интегрира во регионалниот модел.

## Сценарија за планирање

### Член 23

(1) ОЕПС ги користи сценаријата за планирање да ги дефинира различните концепти на развој на мрежата кои се диктирани од различни неизвесности во прогнозата, со земање предвид на прогнозата на потрошувачката, комбинацијата на генераторските единици и множеството на можни размени со системите кои се надвор од регионот за кој се прави Студијата за развој на преносната мрежа.

(2) ОЕПС ги изработува сценаријата за планирање врз основа на:

- порастот на потрошувачката (несигурност во прогноза на потрошувачка на дистрибутивните и потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа),

- локацијата и големината на новите електрични централи,
- варијацијата на хидролошките услови, што се одразува на варијацијата на потребите од увоз или извоз на моќност,
- регионалните транзити на моќност во различни правци и
- интегрирањето на обновливите извори на ЕЕ.

(3) Критериумите и препораките за дефинирање на сценаријата за планирање на преносниот систем се дадени во *ПРИЛОГ 1 - СЦЕНАРИЈА ЗА ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА*.

## **II.4. Технички анализи и критериуми за планирање**

### **II.4.1 Технички анализи**

#### **Анализи на нормален работен режим**

##### **Член 24**

(1) ОЕПС го користи нормалниот работен режим како основа за технички анализи на преносниот систем.

#### **Анализи на испадите**

##### **Член 25**

(1) ОЕПС анализира исклучување од погон на еден или повеќе елементи од ЕЕС, при што се дефинираат следните испади:

- Вообичаен испад е исклучување на еден од следните елементи:
  - генератор,
  - вод (надземен, подземен или мешан),
  - еден трансформатор или два трансформатори поврзани на ист јазел,
  - напречно/паралелно приклучен елемент,
  - единечен вод за еднонасочен пренос на ЕЕ,
  - опрема за управување со текот на моќност (phase shifter, FACTS) и
  - вод со два или повеќе системи на исти столбови ако ОЕПС го смета тоа за соодветно и го вклучува таквиот испад во својот план за нормално планирање на системот.
- Екстреман испад е исклучување на еден од следните елементи:
  - вод со два или повеќе системи на исти столбови ако ОЕПС не го смета тоа за соодветно и не го вклучува таквиот испад во својот план за нормално планирање на системот.
  - единечна собирница,
  - дефект со губиток на повеќе од една генераторска единица или електрична централа и
  - дефект со губиток на повеќе од еден вод за еднонасочен пренос.
- Многу екстреман испад е исклучување на еден од следните елементи:

- два вода независно и едновременно,
- цела трафостаница со повеќе од една собирница и
- независно исклучување на повеќе од една генераторска единица.

## **Правило за сигурност N-1**

### **Член 26**

(1) При анализирањето на испадите се користи правилото за сигурност N-1 кое е задоволено ако погонските параметри на мрежата се во рамките на прифатливите граници, наведени во глава *II.4.2 Технички критериуми*, од овие Правила, за очекуваната состојба на мрежата дефинирана во планирачките сценарија и режими, при привремен (или постојан) испад на еден елемент од листата со вообичаени испади.

## **Анализи на пазарот**

### **Член 27**

(1) ОЕПС врши анализа на пазарот на ЕЕ со помош на поедноставена претстава на мрежата при што се добива детална проценка на производствениот и потрошувачкиот профил. Со анализите на пазарот, кои се прават на часовно ниво во текот на годината, јасно се потенцираат структурните наспроти инцидентните „тесни грла“ во мрежата.

## **Анализи на мрежата**

### **Член 28**

(1) ОЕПС прави анализа на мрежата за одредени планирачки сценарија и режими избрани врз основа на информацијата од анализата на пазарот. Во мрежната анализа се користи поедноставена претстава на профилите на производство и потрошувачка и детална претстава за мрежата.

## **Анализи на текови на моќност**

### **Член 29**

(1) Со пресметка на текови на моќности и напонски прилики во стационарни услови за нормални работни режими (сите елементи се во погон) на преносниот систем се одредуваат:

- оптоварувањето на водовите и трансформаторите,
- напонскиот профил на мрежата,
- производство на активна и реактивна моќност на електричните центри и
- загуби на активна моќност во преносниот систем.

(2) ОЕПС врши испитување на вообичаени испади за сите елементи од преносниот систем со користење на правилото N-1.

(3) ОЕПС врши испитување на екстремни испади само за специфични случаи. Оценката на екстремните испади се базира на веројатноста за појава и/или се базира на сериозноста на последиците со цел да се спречат прекини во напојувањето во поширока област.

(4) Во процесот на планирање, ОЕПС не ги зема предвид многу екстремните испади. Многу екстремните испади се анализираат во одбранбените планови.

(5) Во случај на дефекти комбинирани со ремоти, ОЕПС врши анализи на нерасположливост на одреден елемент комбинирана со друг елемент. Анализите се базираат

на веројатноста за појава и/или се базираат на сериозноста на последиците и се од посебна важност за мрежната опрема која може да не е на располагање во значително долг период поради дефект, одржување, ремонт или за време на големи градежни работи.

## **Анализи на преносната можност на мрежата (GTC)**

### **Член 30**

(1) ОЕПС врши анализа на преносната можност на мрежата (GTC) со која се одредува способноста на мрежата за прекуграничен пренос на ЕЕ од една област (ценовна зона, област во рамките на една земја или ОЕПС) во друга област. Методологијата за пресметка на преносните можности на мрежата е дадена во *ПРИЛОГ 2 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ*, како и *ПРИЛОГ 3 - УПАТСТВО ЗА ОЦЕНКА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ПРОЕКТИТЕ*.

## **Анализи на оптимални текови на моќност**

### **Член 31**

(1) ОЕПС врши анализа на оптимални текови на моќност кои се користат за определување на оптималните вредности на управувачките променливи на електроенергетскиот систем.

## **Анализи на куси врски**

### **Член 32**

(1) ОЕПС врши анализа на максималните и минималните трифазни и еднофазни струи на куси врски во согласност со МКС EN 60909 за секој јазел од преносната мрежа.

## **Анализи на напонска стабилност**

### **Член 33**

(1) ОЕПС врши анализа на напонската стабилност која се однесува на способноста на системот да одржи прифатливи напони на сите јазли во системот во нормални услови и по пореметување.

## **Анализи на динамичка стабилност**

### **Член 34**

(1) ОЕПС врши анализа на динамичката стабилност при што ја зема во предвид аголната стабилност на роторите, т.е. способноста на синхроните генератори во интерконектиран ЕЕС да останат во синхронизам по пореметување. Проблемите за аголна стабилност на роторите се поделени во две категории:

- статичка стабилност и
- транзиентна стабилност.

(2) ОЕПС врши анализи за динамичка стабилност во случаи кога може да се очекуваат проблеми со стабилноста врз основа на искуството на ОЕПС.

## Анализи на доверливост

### Член 35

(1) ОЕПС прави оценка на доверливоста со цел да се идентификуваат тесните грла во преносната мрежа не само според правилото N-1 туку и оние предизвикани од повеќекратни испади со висока веројатност.

(2) Индикатор за доверливоста на елемент на преносната мрежа е неговата расположивост и нерасположивост, респективно. Нерасположивоста се дефинира како временски интервал во периодот на разгледување (обично една година) кога елементот е надвор од функција.

(3) Индикатори за нивото на доверливост во снабдувањето со ЕЕ во преносниот систем се:

- неиспорачаната ЕЕ и
- веројатност за губиток на оптоварување.

(4) За пресметка на показателите од претходниот став се користат веројатносни алгоритми кои како влезни податоци користат статистика за појава и траење на испади на елементи од преносната мрежа.

## II.4.2 Технички критериуми

### Критериуми за стационарна состојба

#### Член 36

(1) При планирање на преносниот систем ОЕПС ги користат следните критериуми за утврдување на стационарна состојба:

- **каскадно исклучување** – еден испад не смее да предизвика каскадно исклучување кое може да доведе до сериозни прекини на напојувањето во широка област;
- **максимално дозволено термичко оптоварување** – нормалниот работен режим и режимот со испад не смеат да резултираат со надминување на дозволеното оптоварување на опремата во преносната мрежа. Во зависност од траењето, краткотрајно преоптоварување може да се дозволи, но само со претпоставка дека преоптоварувањето може да биде елиминирано со оперативни корективни мерки во рамките на дефиниран временски интервал и притоа не смее да се загрози сигурноста на работата на системот;
- **максимални и минимални напонски нивоа** - Нормалниот работен режим и режимот со испад не смеат да резултираат со напони вон дозволените напонски граници дефинирани за планирачки цели:
  - 380 - 420 kV за 400 kV напонско ниво, т.е.  $\pm 5\%$  од номиналниот напон и
  - 99 - 121 kV за 110 kV напонско ниво, т.е.  $\pm 10\%$  од номиналниот напон

### Критериуми за максимален испад на потрошувачка/производство

#### Член 37

(1) При планирање на преносниот систем ОЕПС го користи следниот критериум за максималниот испад на потрошувачка или производство:

- испад на потрошувачка или производство не треба да ја надмине моќноста на најголемиот потрошувач или најголемата генераторска единица во системот.

## **Критериуми за куси врски**

### **Член 38**

(1) При планирање на преносниот систем, ОЕПС го користи следниот критериум за куси врски:

- номиналната моќност на опремата не треба да се надмине, за таа да може да ги издржи почетните трифазни и еднофазни струи на куси врски (ударна моќност), при вклучување во состојба со куса врска (вклопна моќност) и струите на куса врска во моментот на гасење на лакот (расклопна моќност). Минималните вредности на струите на куса врска мораат да обезбедат доверлива работа на релејната заштита.

## **Критериуми за напонска стабилност**

### **Член 39**

(1) При планирање на преносниот систем од аспект на напонска стабилност, ОЕПС ги користи искуството и препораките на ENTSO-E.

## **Критериуми за динамичка стабилност**

### **Член 40**

(1) При планирање на преносниот систем ОЕПС ги користи следните критериуми за динамичка стабилност:

- транзиентна стабилност – било која трифазна куса врска која е успешно елиминирана од примарниот систем на заштита не треба да резултира во губење на аголната стабилност и исклучување на генераторска единица освен ако заштитната шема бара исклучување на генераторската единица од мрежата и
- статичка стабилност – можното нишање на фазниот агол и моќност, поради манипулација со елементите или транзит на голема моќност во преносната мрежа, не треба да резултира во слабо придушени или дури непридушени осцилации.

## **II.5. Предлог решенија**

### **Идентификација на проблемите**

#### **Член 41**

(1) ОЕПС е должен да пристапи кон планирање за зајакнување на преносната мрежа, ако не се исполнети техничките критериуми за погонските променливи на мрежата наведени во членови 36 - 40 од овие Правила.

(2) Во случај на нарушување на техничките критериуми при анализа на сценаријата, ОЕПС ги идентификува проблемите и ги разгледува можните решенија.

## Временска рамка за имплементација на решенијата

### Член 42

(1) Временската рамка за имплементација на решенијата опфаќа краткорочен (Г+1, Г+2 и Г+3), среднорочен (Г+5) и долгорочен планирачки период (Г+10)

(2) Во краткорочен планирачки период се анализираат состојби во годините Г+1, Г+2 и Г+3, при што како критични се идентификуваат сите испади во кои преносната мрежа не ги исполнува техничките критериуми наведени во членови 36 - 40 од овие Правила. ОЕПС ги разрешува идентификуваните проблеми со можни корективни акции, бидејќи за реализацијата на решенијата за надградба или реконфигурација на преносната мрежа е потребно подолго време (во зависност од типот на решението, од три до осум години).

(3) Во среднорочен планирачки хоризонт (Г+5) и долгорочен планирачки хоризонт (Г+10) како критични се идентификуваат сите испади во кои преносната мрежа не ги исполнува техничките критериуми наведени во членовите 36 - 40 од овие Правила и проблемите не можат да се надминат со корективна диспечерска акција. За нивно решавање е неопходно зајакнување на преносната мрежа со нови елементи преку инвестиции во преносната мрежа.

## Насоки за развој на преносната мрежа

### Член 43

(1) ОЕПС ги користи следните насоки за развој на преносната мрежа:

- за напојување на цели региони во кои не е предвиден развој на 400 kV мрежа, се користат двосистемски 110 kV далекуводи со класичен тип на спроводници ACSR 240/40 mm<sup>2</sup>,
- при градба на нови 400/110 kV трансформаторски станици се користат трансформатори со номинална моќност од 300 MVA,
- новите едносистемски далекуводи во преносната мрежа на Република Македонија се градат со класичен тип на спроводници ACSR 240/40 mm<sup>2</sup>,
- новите далекуводи во 110 kV преносна и дистрибутивна мрежа во скопскиот регион се градат со класичен тип на спроводници ACSR 360/60 mm<sup>2</sup> и
- новите кабелски врски во 110 kV преносна мрежа се од типот XLPE Al 1000 mm<sup>2</sup>.

## Можни решенија

### Член 44

(1) Мерките за решавање на проблемите вклучуваат, но не се ограничени, на следното:

- нагудување на контролните и заштитните уреди на сите елементи во ЕЕС,
- зајакнување на надземните водови за да се зголеми нивниот капацитет (на пример зголемено растојание до земјата, замена на спроводници, употреба на високо-температурни спроводници),
- удвојување на каблите за зголемување на номиналната моќност,
- замена на опремата во мрежата или зајакнување на трафостаниците (на пример поради пораст на моќноста на куса врска),
- проширување на трафостаниците и изградба на нови,
- инсталација на компензациони уреди за реактивна моќност (на пример кондензаторски батерии),



- додавање на опрема за управување со тековите на активна моќност (на пример трансформатори со фазно поместување, сериски компензациски уреди),
- дополнителни трансформатори и
- изградба на нови водови (надземни и кабелски).

## II.6. Оценување на проекти

### Општо

#### Член 45

(1) ОЕПС е должен да направи оценка на проектите за да се одреди влијанието на проектите во преносната мрежа и тоа во смисла на додадената општествена вредност (зголемување на капацитетот за тргување со енергија и услугите за урамнотежување помеѓу различни ценовни зони, интеграција на обновливи извори на енергија, зголемена сигурност во снабдувањето) како и нивните трошоци.

(2) Проценката на ефектите се прави со користење на пазарни и/или мрежни анализи вклучувајќи и експертски оценки како што е дадено во *ПРИЛОГ 3 - УПАТСТВО ЗА ОЦЕНКА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ПРОЕКТИТЕ*.

### Проект

#### Член 46

(1) Еден проект се состои од една или повеќе инвестиции кои треба да се реализираат за да се постигне посакуваниот ефект.

(2) Внатрешните проекти служат за зајакнување на внатрешната (националната) мрежа.

(3) Интерконективен проект може да се состои од прекуграничен вод како и од внатрешно зајакнување кое е неопходно за да се постигне посакуваното зголемување на прекуграничниот преносен капацитет.

(4) Доколку влијанието на даден внатрешен проект врз зголемувањето на прекуграничниот преносниот капацитет е поголемо од 20% тој има регионално значење и може да се смета како дел од интерконективен проект.

### Интерконективен проект

#### Член 47

(1) Главни двигатели за новите интерконективни водови се:

- интеграција на пазарот на ЕЕ,
- загрозената сигурност и стабилност на ЕЕС,
- нарушена доверливост во снабдување на потрошувачите и
- загушување на прекуграничните капацитети подолг временски период.

(2) Анализите за потребите на нови интерконективни водови вклучуваат:

- симулации на регионалниот пазар и мрежа и дефинирање на потенцијални кандидати и
- билатерални и регионални студии на оправданост и изводливост на интерконекциите.

(3) Потребите за развој на интерконективни врски се идентификуваат од ОЕПС заедно со странските партнери одговорни за развојот на преносните мрежи. Во изработката на интерконективни проекти ОЕПС соработува со операторите на преносните мрежи на регионално ниво и на ниво на ENTSO-E.

## **Категории на придобивки**

### **Член 48**

(1) ОЕПС ги применува следните категории на придобивки согласно со препораките на ENTSO-E:

- [B1] Подобрена сигурност во снабдувањето е способност на електроенергетскиот систем да овозможи задоволително и сигурно снабдување со електрична енергија при нормални услови.
- [B2] Општествена и економска благосостојба се карактеризира со можноста да се намалат загушувањата во преносната мрежа и да се овозможи задоволителен преносен капацитет. Намалувањето на загушувањата како показател за општествената и економската благосостојба подразбира рамномерна распределба на придобивките како една од целите на Европската Унија за развој на интегриран пазар.
- [B3] Интегрирање на обновливи извори на енергија (ОИЕ). Поддршката кон интеграцијата на ОИЕ се дефинира преку способноста на електроенергетскиот систем да овозможи поврзување на нови ОИЕ или да овозможи намалување на неиспорачаната енергија на постојните ОИЕ.
- [B4] Намалување на загубите во преносната мрежа (енергетска ефикасност) подразбира намалување на термичките загуби во преносната мрежа. Во исто време ова претставува и показател за енергетската ефикасност.
- [B5] Намалување на емисијата на CO<sub>2</sub> е показател за намалена емисија на CO<sub>2</sub>, како резултат на влегување во работа на ОИЕ и намалување на загубите на електрична енергија во преносната мрежа (комбинација од показателите [B3] и [B4]).
- [B6] Техничка одржливост/сигурност на системот е способност на електроенергетскиот систем да издржи екстремни услови на работа.
- [B7] Приспособливост е способност на предложеното решение да овозможи задоволување на различни идни сценарија за развој на преносната мрежа, вклучувајќи го тука и пазарот на балансна енергија.

## **Трошоци за проекти**

### **Член 49**

(1) Вкупните издатоци за еден проект се базирани на цените во рамките на секој ОЕПС и општите (приближните) проценки на главните карактеристики на проектот. Трошоците за земјиште, трошоците за добивање на дозволи, трошоците за амортизација во текот на животниот век треба да се земат во предвид при проценката.

## **Проценка на влијание врз општествената заедница и животната средина**

### **Член 50**

(1) ОЕПС е должен да направи проценка на влијанието на проектот врз општествената заедница и животната средина.

## **Просторно планирање**

### **Член 51**

(1) Врз основата на анализата на документацијата и законската регулатива за просторно планирање, ОЕПС врши проценка на можностите за изградба нов елемент во преносната мрежа, дефинирање на нови коридори за изградба, нов надземен вод (или кабел), можни најпогодни локации за изградба на нови трафостаници, како и потребните измени и надградби на постојните документи за просторно планирање, за кои треба да бидат информирани компетентните институции.

### **Рационализација на системот од аспект на технички потреби и животната средина**

### **Член 52**

(1) ОЕПС прави евалуација на развојните активности и од аспект на рационализација на системот со цел да се подобри квалитетот на услугите и во исто време да се задоволат барањата за заштита на околината, при што се земаат предвид специфичните географски и еколошки карактеристики во областа во која се разгледуваат коридорите за надземни водови или локација на електроенергетски постројки.

(2) ОЕПС ги вклучува во активностите на планирање на преносната мрежа проектите во кои е вклучено демонтирање на делови од водови или постројки кои го достигнале крајот на својот оперативен период и веќе не се сметаат за неопходни за сигурна работа на системот или проекти кои ги стеснуваат можностите за изградба на нови елементи на преносната мрежа ОЕПС.

### **Анализа на осетливост**

### **Член 53**

(1) Како дел од оценување на проектот, ОЕПС го задржува правото да изврши анализа на осетливост на промените на вредностите на влезните претпоставки (економски параметри или сценарија).

## **II.7. Студија за развој на преносната мрежа**

### **Општо**

### **Член 54**

(1) ОЕПС е должен да изработи Студија за развој на преносната мрежа (Студија) која ја содржи стратегијата за развој на преносната мрежа на Република Македонија. Студијата вклучува активности за десетгодишен период како и основни насоки за развојот по десетгодишниот период, со што им дава можност на постојните и потенцијалните корисници да ја оценат изводливоста на приклучувањето кон ЕЕС како и неговото користење.

(2) Студијата содржи мерки со кои треба да се обезбеди задоволувањето на идните потреби на сите корисници и одржување на параметрите на преносната мрежа во согласност со анализите и критериумите за планирање наведени во членовите 36 - 40 од овие Правила, со најмали трошоци за развој на преносната мрежа.

## Методологија

### Член 55

(1) Методологијата за изработка на Студијата ги содржи следните чекори:

- собирање и дефиниција на влезните податоци,
- дефинирање на сценарија,
- моделирање на преносната мрежа,
- план за ревитализација на постојните далекуводи,
- анализа на основното сценарио и правилото N-1 за референтната година за сите дефинирани сценарија (анализи на текови на моќности и напонски прилики, по потреба и определување оптимална распределба на реактивни моќности),
- идентификација на можните ограничувања во мрежата врз основа на техничките критериуми за оценка на погонските променливи наведени во членови 36 - 40 од овие Правила,
- изработка на листа на можни проекти за зајакнување на мрежата,
- оценување на проектите за зајакнување на мрежата (ПРИЛОГ 3 - УПАТСТВО ЗА ОЦЕНКА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ПРОЕКТИТЕ),
- дефинирање на конечна конфигурација на мрежата за референтната година,
- пресметка на преносни капацитети,
- пресметка на струи на куси врски и контрола/верификација на техничките карактеристики на опремата,
- пресметка на динамичка стабилност и одредување мерки за нејзино зачувување и
- изработка на Стратешки план за електропреносен систем.

## Интеграција на Студијата во пан-европските и регионалните планови

### Член 56

(1) Моделите, прогнозите и главните заклучоци од Студијата, ОЕПС ги доставува до соодветните институции со цел да се интегрираат како дел од Регионалниот инвестициски план на ЈИЕ (RgIP – Regional Investment plan for South East Europe), Десетгодишниот план за развој на преносната мрежа (TYNDP – Ten Year Network Development Plan) и дел од Предвидувањата за адекватност на системот (System Adequacy Forecast) на ENTSO-E.

## II.8. Подготовка на планови

### Стратешки план за електропреносен систем

### Член 57

(1) Во Студијата за развој на преносната мрежа се дефинирани решенија кои треба да се имплементираат во преносната мрежа на Република Македонија за да се обезбеди сигурно и доверливо работење на електроенергетскиот систем. Овие решенија се прикажуваат во форма на Стратешки план за електропреносен систем.

(2) Стратешкиот план за електропреносен систем содржи листа на:

- корективни мерки,

- приклучоци на нови корисници на преносната мрежа,
- објекти предвидени за реконструкција и ревитализација,
- нови објекти за зајакнување на преносната мрежа и
- нови интерконективни водови кон соседните ЕЕС.

(3) Решенијата се групирани според планирачкиот временскиот период согласно со член 42 од овие Правила.

(4) За секое решение се даваат годината на пуштање во погон, краток опис на основните технички карактеристики и проценетата вредност на инвестициите.

## **План за развој на електропреносниот систем**

### **Член 58**

(1) Врз основа на стратешкиот план, ОЕПС е должен секоја година да донесува и по претходно добиена согласност од Регулаторната комисија за енергетика објавува план за развој на електропреносниот систем за период од следните пет години. Во планот треба да бидат содржани сите неопходни информации за проширувањето и надградбата на системот:

- мерки и инвестиции во период од следните пет години,
- приклучоци на нови корисници на преносната мрежа,
- објекти предвидени за реконструкција и ревитализација,
- временска рамка и проценета вредност на трошоците за реализација на нови објекти за зајакнување на преносната мрежа,
- нови интерконективни водови кон соседните ЕЕС.

## **План за инвестирање во преносниот систем**

### **Член 59**

(1) Врз основа на развојниот план, ОЕПС е должен за секој регулиран период да донесува и по претходно добиена согласност од Регулаторна комисија за енергетика објавува план за инвестирање во преносниот систем. Во планот треба особено да се нагласат предвидените инвестиции со кои се намалуваат загубите на ЕЕ и се подобрува квалитетот на испорачаната ЕЕ од преносната мрежа.

## **II.9. Имплементација**

### **Имплементација на решенијата**

#### **Член 60**

(1) ОЕПС е должен да имплементира решенија во согласност со дефиниран распоред кој е даден во стратешкиот и развојниот план.

(2) Ако дефинираните решенија вклучуваат промени во постројките, опремата и уредите на корисниците на преносната мрежа, ОЕПС ги задржува правата да наметне такви промени кај корисниците на преносната мрежа.

## II.10. Оценка на адекватноста на преносна мрежа и ЕЕС (ENTSO-E SAF)

### Критериуми

#### Член 61

(1) Преку оценката на доверливоста на електроенергетскиот систем ОЕПС утврдува дали системот може да ги задоволи потребите на пазарот за ЕЕ и пазарот за резерви, на сите места на користење, во било кое време, со прифатливи стандарди.

(2) Оценката на доверливоста на електроенергетскиот систем се дефинира според два основни и функционални критериума – адекватност и сигурност, при што:

- критериумот за адекватност се применува за оценка на способноста на електроенергетскиот систем да ги снабдува вкупните потреби на ЕЕ и моќност на потрошувачите, запазувајќи ги номиналните и граничните вредности на погонските променливи во различни режими на работа, имајќи ги предвид планираните и непредвидените испади на системските елементи и
- критериумот за сигурност се применува за оценка на способноста на електроенергетскиот систем да издржи ненадејни пореметувања, или да издржи неконтролирани раздвојувања во случај на одредени поголеми пореметувања.

(3) Адекватноста на електроенергетскиот систем е мерка за способноста на системот да ги снабдува потрошувачите на ЕЕ во сите нормални работни режими во кои работи системот, претпоставувајќи стандардни работни услови и се анализира преку адекватноста на производството и адекватноста на преносната мрежа.

- адекватност на производството е проценка на инсталирана моќност за производството заради задоволување на потрошувачката во електроенергетскиот систем. Прогнозата на адекватноста на производството е со цел да се идентификуваат можни проблеми и потребите за нови производни објекти и
- адекватност на преносната мрежа е проценка на капацитетот на мрежата за реализација на тековите на моќности кои се резултат на интеракциите меѓу потрошувачката и производството. Прогнозата на адекватноста на преносната мрежа е со цел да се идентификуваат потенцијалните загушувања, како и потребите од зајакнувања и градба на нови преносни водови во мрежата.

(4) Во *ПРИЛОГ 4 - ОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ И ПРЕНОСНА МРЕЖА* се дефинирани показателите и методологијата за изработка на анализата на адекватност на преносна мрежа и ЕЕС.

### Форма на извештаи

#### Член 62

(1) Билансите на ЕЕ и моќност наведени во член 27 од овие Правила заедно со резултатите за преносните капацитети за анализираниот период наведени во член 30 од овие Правила, се прикажуваат во облик дефиниран од ENTSO-E (*ПРИЛОГ 4 - ОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ И ПРЕНОСНА МРЕЖА*), и тоа како Прогноза за адекватност на системот – SAF (System Adequacy Forecast).

## **III. ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРЕНОСНА МРЕЖА**

### **III.1. Општо**

#### **Член 63**

(1) Сите постројки за производство, пренос, дистрибуција и користење на ЕЕ мораат да бидат соодветно приклучени на преносната мрежа со цел да се избегне нарушување на доверливоста на електроенергетскиот систем.

(2) Барањата и обврските за приклучување на преносна мрежа утврдени во овие Правила се дефинирани според тековните технолошки достигнуања и препораките на ENTSO-E.

(3) Минималните барања наведени во членови 36 - 40 од овие Правила кои што треба да ги исполнат корисниците за спроведување на постапката за приклучување на преносната мрежа се сметаат како основни барања за приклучување и се применуваат подеднакво за сите корисници.

### **III.2. Цели**

#### **Член 64**

(1) Цел на правилата за приклучување е да се утврдат:

- минималните технички, проектни и оперативни критериуми кои мора да бидат исполнети од страна на секој корисник приклучен на преносната мрежа, односно секој барател кој бара согласност за приклучување на преносната мрежа и
- минималните технички, проектни и оперативни критериуми кои ОЕПС мора да ги исполни, а кои се однесуваат на делот на преносната мрежа на местото на приклучување на корисниците.

(2) Одговорни страни за имплементација на правилата за приклучување на преносниот систем се ОЕПС и корисниците на преносниот систем, вклучително и сопственици на интерконективните водови, кои се предмет на изземање од одредбите за пристап кон преносниот систем.

### **III.3. Постапка за приклучување на преносната мрежа**

#### **Постапка за приклучување на преносна мрежа**

#### **Член 65**

(1) Постапката за приклучување на преносна мрежа се состои од следните фази:

- поднесување на Барање за согласност за приклучување на преносна мрежа,
- изработка на Студија за приклучување на преносна мрежа,
- донесување Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа,
- склучување на Договор за приклучување на преносна мрежа,
- одобрување на проектната документација,
- известување за приклучување, усогласеност и тестирање (пробна работа, тестирање и верификација на стварниот и симулираниот динамички одсив на генераторот, нагудување на регулаторот и заштитата, квалитет на ЕЕ итн.) и
- склучување на Договор за користење на преносна мрежа.

## Документи за постапката

### Член 66

(1) ОЕПС ги подготвува следните документи во постапката за приклучување:

- образец на барање за согласност за приклучување на преносна мрежа, студија за приклучување на преносна мрежа,
  - одобрение на проектната документација,
  - решение за согласност за приклучување на преносна мрежа,
  - договор за приклучување на преносна мрежа,
  - известување за приклучување, усогласеност и тестирање (Известување за ставање под напон, времено известување за работа, известување за ограничена работа и финално известување за работа) и
- договор за користење на преносна мрежа

## Барање за согласност за приклучување на преносна мрежа

### Член 67

(1) Барањето за согласност за приклучување на преносна мрежа, односно измена на постоечки приклучок барателот го поднесува до ОЕПС во почетната фаза на намерата за изградба на објект или постројка за кој/која треба да биде обезбеден нов/изменет приклучок на преносната мрежа.

(2) Барањето мора да ги содржи сите податоци потребни за оценување на приклучокот, и истото се поднесува на образец утврден од ОЕПС, кој што е достапен на интернет страница на ОЕПС (*ПРИЛОГ 5 - ОБРАСЦИ ЗА ПРИКЛУЧОК НА ПРЕНОСНА МРЕЖА*).

## Студија за приклучување на преносна мрежа

### Член 68

(1) ОЕПС ја изработува Студијата за приклучување на преносна мрежа во која се оценува влијанието на приклучокот врз доверливоста на преносната мрежа и задоволувањето на условите од Барањето за согласност за приклучување на преносна мрежа на постројката и изборот на техничкото решение.

(2) Освен податоците во Барањето за согласност за приклучување на преносна мрежа, ОЕПС може да дополнително да побара од барателот и други податоци за кои што ќе оцени дека се потребни за изработка на Студијата за приклучување на преносна мрежа.

(3) Рокот на изработка на Студијата за приклучување на преносната мрежа, по правило не може да биде подолг од 120 дена по доставувањето на сите потребни податоци од став 2 од овој член. Во предвидениот рок ОЕПС и барателот можат дополнително да разменуваат технички податоци за изработка на Студијата.

(4) Студијата за приклучување на преносната мрежа ги содржи:

- анализата на техничкото решение за приклучување на преносна мрежа,
- техничките карактеристики на опремата на инфраструктура за приклучување и/или производната единица,
- погонски барања за користење и



- менаџирање на постројката и трошоците за приклучување на преносната мрежа.

(5) ОЕПС ги спроведува сите неопходни анализи (анализа на тековите на моќност, анализа на сигурноста, регулација на реактивна моќност, анализа на куса врска, динамичка стабилност, анализа на квалитет на ЕЕ итн.) за да ги верификува параметрите на работа на преносниот систем во однос на претходно дефинираните ограничувања за обезбедување на приклучување и работа на постројката на корисникот без негативни ефекти на преносниот систем и попречување на нормалната работа на постројката.

(6) ОЕПС ја подготвува Студијата за приклучување на преносна мрежа, земајќи ги во предвид барањата за хармонизација на предложените опции за приклучување со одобрениот план за развој на преносниот систем.

(7) Во Студијата за приклучување на преносна мрежа, на ниво на идеен проект, ОЕПС ги специфицира основните технички карактеристики на опремата на инфраструктура за приклучување која согласно со Член 3 од овие Правила е дел од преносната мрежа.

(8) ОЕПС е должен да даде спецификација на потребната опрема и работи за приклучување на преносна мрежа со проценета вредност на трошоците, врз основа на Методологија за пресметка на надоместок за приклучување (*ПРИЛОГ 7 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА НАДОМЕСТОК ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ*).

(9) Барателот е должен согласно Член 76, став (3), алинеја 1 од овие Правила да ги плати трошоците за подготовка на Студијата за приклучување на преносна мрежа.

## **Усогласување на техничкото решение од Студијата за приклучување помеѓу ОЕПС и барателот**

### **Член 69**

(1) ОЕПС и барателот го усвојуваат техничкото решение од Студијата за приклучување на преносна мрежа, и тоа за:

- работи кои треба да се извршат за изведба на приклучокот на преносната мрежа,
- работи кои треба да се изведат за проширување и зајакнување на преносната мрежа, како предуслов за изведба на приклучокот,
- капацитет за приклучување кон преносната мрежа,
- координација на изолацијата,
- систем на релејна заштита (координација на заштитата на електроенергетскиот систем со заштитата на објектот),
- максимална и минимална моќност на куса врска,
- услови за автоматско синхронизирање,
- компонента на хармоници и компонента на фликери,
- расклопна моќност на прекинувачот,
- приклучување на неутралната точка,
- максимален и минимален постојан работен напон, како и времетраење и ниво на краткотрајните отстапувања од максималните и минималните гранични вредности,
- примена на принципот за минимален фактор на моќност,  $\cos \varphi = 0.9$ , во индуктивен начин на работа, на местото на приклучување на преносната мрежа кај потрошувачите (ако не е инаку регулирано со посебен договор),
- давање на системски услуги за потребите на електроенергетскиот систем,

- однесување во услови на испади од голем размер (план за растоварување на потрошувачката) и во услови на пореметување,
- мерење на ЕЕ,
- систем за далечински надзор и управување на приклучокот,
- процедури за оперативно водење на приклучокот,
- координација на одржувањето со ОЕПС,
- исполнување на условите за сигурност и безбедност во постројката,
- вршење на техничка инспекција на постројките,
- комуникации и постапки во нормални и хавариски услови на работа,
- оспособување и обука на персоналот (персоналот вработен од корисникот на приклучокот за користење на деловите со висок напон на инсталацијата треба да биде соодветно квалификуван) и
- обврска на корисникот за доставување на дополнителни податоци кои би можеле да бидат побарани од ОЕПС.

## **Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа**

### **Член 70**

(1) Со изработка на Студијата за приклучување на преносна мрежа, ОЕПС издава Решение за согласност за приклучување на преносна мрежа.

(2) Во Решението за согласност за приклучување на преносна мрежа се утврдуваат:

- резултатите од Студијата за приклучување на преносна мрежа и избраното техничко решение,
- спецификациите со технички барања за приклучување кои ќе бидат основа за изработка на проектот за изградба на инфраструктура за приклучување и за набавка на опремата,
- условите за користење на преносната мрежа и
- проценета вредност на трошоците за приклучување согласно со Методологијата за пресметка на надоместок за приклучување.

(3) Доколку ОЕПС не издаде решение за согласност за приклучување, или издаденото решение не е во согласност со овие Правила, барателот може да поднесе жалба до Регулаторната комисија за енергетика.

(4) Решението за согласност за приклучување на преносна мрежа престанува да важи доколку изградбата на приклучокот на преносната мрежа не е започната во рокот определен во одобрението за градење на приклучокот.

## **Договор за приклучување на преносна мрежа**

### **Член 71**

(1) Договорот за приклучување склучен помеѓу ОЕПС и корисникот на преносната мрежа ги регулира техничките, правните и економските барања за приклучување на преносниот систем.

(2) Договорот за приклучување ја опфаќа целата процедура за изградба на инфраструктура за приклучување согласно Законот за просторно и урбанистичко планирање и Законот за градење:

- изработката на целокупната техничка документација,
- добивање одобрение за градба,
- градбата на инфраструктура за приклучување,
- одобрение за употреба на инфраструктура за приклучување и
- процедура за пуштање под напон и во работа на инфраструктура за приклучување.

(3) Договорот за приклучување го определува следново:

- инфраструктура на преносниот систем за приклучување на корисникот во согласност со одредбите од Студијата за приклучување и Решението за согласност за приклучување на преносна мрежа,
- граница на разграничување на имотот помеѓу ОЕПС и корисникот, согласно Член 3 од овие Правила,
- обврски на ОЕПС и корисникот, во однос на градбата на инфраструктура на преносниот систем,
- одобрение на проектната документација,
- дефинирање на условите и обврските кои се однесуваат на плаќање на надоместокот за изградба на приклучокот или надградба на постоечки приклучок како и учество во трошоците за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници на преносна мрежа или зголемување на капацитетот на постојните приклучоци.
- дефиниција на условите и обврските кои се однесуваат на пренос на сопственоста на приклучокот согласно границата на разграничување од Член 3 од овие Правила.

(4) Обврските помеѓу страните за градба на инфраструктура на преносниот систем за приклучувањето или делови од соодветната инфраструктура, како и обврските кои се однесуваат за компензација на трошоците за таа инфраструктура се дефинирани во Договорот за приклучување на преносна мрежа.

(5) ОЕПС е должен да го достави до Барателот предлогот на Договорот за приклучување на преносна мрежа во рок не подолг од 30 дена од денот на донесувањето на Решението за согласност за приклучување на преносна мрежа.

### **Одобрение на проектната документација**

#### **Член 72**

(1) Барателот е обврзан да го достави до ОЕПС основниот проект на одобрување доколку во Договорот за приклучување на преносна мрежа е заеднички договорено барателот да биде одговорна страна за градба на целата или дел од инфраструктура на преносниот систем.

(2) ОЕПС го одобрува основниот проект кој му е потребен на барателот за обезбедување на одобрение за градење во рок од 30 дена од датумот на доставениот основен проект.

### **Известување за приклучување на инфраструктура на корисник на преносна мрежа**

#### **Член 73**

(1) Барателот е должен да достави известување за приклучување на инфраструктура на корисник на преносна мрежа до ОЕПС за исполнување на техничките барања и оперативните критериуми наведени во глава *Општи барања за приклучување на преносниот систем* и глава *Дополнителни барања за приклучување на преносна мрежа* од овие Правила за способноста, како и дополнителните барања пропишани со закон, Решението за

согласност за приклучување или некој друг билатерален договор, или онака како што се пропишани од страна на ОЕПС.

(2) Постапката за усогласеност и тестирање на нова инфраструктура на преносната мрежа е дефинирана во Член 69 од овие Правила.

(3) Постапката за известување за приклучување на инфраструктура на корисник на преносна мрежа, која е дефинирана во *ПРИЛОГ 6 - ПОСТАПКА ЗА ИЗВЕСТУВАЊЕ ЗА РАБОТА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА НА КОРИСНИК НА ПРЕНОСНА МРЕЖА*, ја сочинуваат следниве фази:

- известување за ставање под напон (ИСН),
- времено известување за работа (ВИР) и
- финално известување за работа (ФИР).

## **Договор за користење на преносната мрежа**

### **Член 74**

(1) Во Договорот за користење на преносна мрежа, ОЕПС ги специфицира основните оперативни правила и технички барања за користење и управување на опремата на приклучокот и објектот на барателот согласно овие Правила и препораките на ENTSO-E:

- процедура за вклучување/исклучување на високонапонската опрема на приклучокот,
- услови за синхронизирање на преносната мрежа,
- квалитет на испорака на ЕЕ од/кон преносната мрежа (отстапувања на напон и фреквенција, минимален фактор на моќност  $\cos \phi$ , хармоници и фликери),
- барања за регулација на напон и реактивни моќности,
- архивирање и размена на податоци во реално време,
- планирање на производство/потрошувачка на ЕЕ и моќност,
- работа во услови на пореметување и хавариски услови,
- работа во услови на планирани исклучувања во преносната мрежа
- отстранување и истражување на пореметувања,
- отстапување од N-1 критериумот (за специфична изведба на приклучокот),
- координација на одржување и испитување на високонапонската опрема на приклучокот, заштитните уреди, мерните уреди и телекомуникациската опрема,
- придржување кон безбедносни мерки и постапки за работа заради сигурно и безбедно функционирање на електроенергетската опрема, уреди и инсталации на приклучокот согласно Правилата и мерките за сигурност при работа во електроенергетските објекти на ОЕПС,
- комуникациски процедури во нормални и хавариски услови на работа и
- обврска на корисникот за доставување на дополнителни податоци за планирање кои би можеле да бидат побарани од ОЕПС.

(2) Договорот за користење на преносна мрежа мора да биде склучен пред финалното пуштање под напон на постројката.

(3) ОЕПС има обврска да достави предлог на Договорот за користење на преносна мрежа, заедно со финалното известување за работа.

## **Трошоци за приклучување**

### **Член 75**

(1) Трошоците за приклучување на преносниот систем за нови корисници или промена на техничките параметри на приклучокот за постојните корисници, се состојат од следното:

- трошоци за изградба на приклучокот или надградба на постоечки приклучок и
- трошоци за учество за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или за зголемување на капацитетот на постојните корисници.

(2) Трошоците за приклучување на преносниот систем за нови корисници или модификација на техничките параметри за постојните корисници се утврдени во Методологијата за пресметка на надоместокот за приклучување, содржана во Прилог 7 кој што е составен дел на овие Правила.

## **Трошоци за изградба на приклучок или надградба (проширување) на постоечки приклучок**

### **Член 76**

(1) Барателот е должен да ги надомести трошоците за изградба на приклучок или надградба или проширување на постоечки приклучок во смисла на промена на техничките параметри,

(2) Трошоците од став (1) на овој член се состојат од фиксен и варијабилен дел.

(3) Фиксниот дел на трошоците за изградба на приклучок или надградба или проширување на постоечки приклучок ги опфаќа трошоците создадени од барателот, кои се однесуваат на активностите на ОЕПС во тек на анализата и реализацијата на приклучувањето:

- трошоци за подготовка на студија за приклучување,
- трошоци за одобрување на техничка документација,
- трошоци за супервизија на градбата на инфраструктура,
- трошоци за усогласеност помеѓу техничките карактеристики на објектот и
- трошоци за специфичните погонски барања.

(4) Варијабилниот дел на трошокот за изградба на приклучок или надградба или проширување на постоечки приклучок ги содржи трошоците за обезбедување на техничките услови за реализација на директен приклучок или надградба или проширување на постоечки приклучок.

## **Учество за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или зголемување на капацитет на постојни приклучоци**

### **Член 77**

(1) Учеството во трошоците за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или зголемување на капацитет на постојни приклучоци го плаќаат барателите како дополнителни инвестиции за зајакнување на преносниот систем кои се резултат на приклучување на барателот, а кои не се дел од директниот приклучок ниту од стратешкиот план на електропреносниот систем на ОЕПС.

## **Инфраструктура за приклучување**

### **Член 78**

(1) Инфраструктурата за приклучување се состои од приклучокот или надградба или проширување на постоечки приклучок и инвестиции за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или зголемување на капацитетот на постојни приклучоци.

## **Промена на техничките параметри на постоечки приклучок**

### **Член 79**

(1) ОЕПС и корисникот ги договараат сите планирани модификации на компонентите во постројката, кои влијаат на погонот на преносниот систем. Комплетната техничка документација, која се однесува на соодветната измена се дефинира преку измена и/или дополнување на постојното решение за согласност за приклучување на преносна мрежа.

## **III.4. Општи барања за приклучување на преносниот систем**

### **N-1 критериум за сигурност**

#### **Член 80**

(1) Секоја точка на приклучување на преносниот систем мора да биде димензионирана и изградена да му овозможи на ОЕПС управување со преносниот систем според N-1 критериумот за сигурност, согласно Член 26 од овие Правила.

### **Реактивна моќност**

#### **Член 81**

(1) Потрошувачот е должен да го одржува, како стандард, факторот на моќност во опсег 0,90 (индуктивно) до 1 во точката на приклучување, кога превзема активната моќност од преносниот систем. Преземањето на реактивна моќност е можна само со договор помеѓу корисникот и ОЕПС.

(2) Предавање на реактивна моќност во преносниот систем е опишана во ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ на овие Правила.

### **Управување со постројката**

#### **Член 82**

(1) Корисникот на преносниот систем мора да организира сопствен управувачки центар за постројката, која што е предмет на Барањето за приклучување.

(2) Управувачкиот центар на корисникот е подреден на Диспечерскиот центар на ОЕПС во однос на извршување на управувачките функции, кои можат да влијаат на перформансите на преносниот систем.

(3) Управувачкиот центар на корисникот на преносниот систем мора да биде постојано во погон. Персоналот вработен во управувачкиот центар на корисникот на преносниот систем мора да биде квалификуван за работа и пристап во високонапонска разводна постројка.

(4) Овластениот персонал вработен во управувачкиот центар на корисникот, квалификуван да ракува со расклопната опрема, во секое време мора да биде достапен на ОЕПС.

### Погон во случај на пречки

#### Член 83

(1) Постројката на корисникот и преносниот систем мора да бидат проектирани така да грешките автоматски и моментално се изолираат од мрежата и се спречува ширењето на грешката.

### Квалитет на ЕЕ

#### Член 84

(1) Електричниот систем на корисникот на преносната мрежа мора да биде проектиран и подесен така што во тек на погонот да нема влијание врз квалитетот на ЕЕ и врз трети страни и да нема влијание и мешање на информациите и преносот на сигнали.

(2) Корисникот на преносниот систем има обврска да ја минимизира појавата на напонски фликер во точката на приклучување. Во нормални работни услови, за временски период од една недела, показателите на краткотрајниот фликер  $P_{st}$  и на долготрајниот фликер  $P_{lt}$ , предизвикани од напонските варијации не смеат да ги надминат вредностите во точката на приклучување, прикажани во Табела 1.

Табела 1– Гранични вредности на интензитетите на фликер во преносниот систем

Напонско ниво	$P_{st}$	$P_{lt}$
400 kV	0.8	0.6
110 kV	1	1

(2) Во нормални работни услови, за временски период од една недела, 95% од 10 минутните ефективни вредности на индивидуалните хармоници на напонот во точката на приклучување треба да бидат помали или еднакви на вредностите прикажани во Табела 2.

Табела 2 - Гранични вредности на нивото на виши хармоници во преносниот систем.

Хармоник (h)	Вредност (%)
2	1.5
3	2
4	1
5	2
6	0.5
7	2
8	0.4
9	1
10	0.4
11	1.5
12	0.2
13	1.5
14	0.2
15	0.3
16	0.2
17	1
18	0.2
19	1
20	0.2
21	0.2
22	0.2
23	0.7
24	0.2
25	0.7
h>25	0.2
<b>Непарните хармоници кои не се множител од бројот 3 (&gt;25)</b>	0.2+0.5 (25/h)
<b>THD</b>	3

(4) Во нормални работни услови, за временски период од една недела, 95% од 10 минутната ефективна вредност на негативната (инверзна) фазна компонента на напонот треба да биде во опсегот од 0% до 2% од позитивната (директна) фазна компонента на напонот.

(5) ОЕПС го задржува правото во одделни случаи, како предмет на Одобрувањето за приклучување, да може да ги промени дозволените вредности на фазна несиметрија во нормална работа доколку нормалниот погон на другите корисници на преносниот систем биде загрозен.



## Фреквенција и напони

### Член 85

(1) ОЕПС има обврска во тек на нормалниот погон да ги одржува следните карактеристики на фреквенцијата и напонот:

- фреквенцијата е во опсегот од 49.8 – 50.2 Hz, и
- трајниот погонски напон за секое номинално напонско ниво на мрежата:
  - 380 kV – 420 kV за 400 kV напонско ниво, т.е.  $\pm 5\%$  од номиналниот напон на мрежата и
  - 99 kV – 121 kV за 110 kV напонско ниво, т.е.  $\pm 10\%$  од номиналниот напон на мрежата.

### Услови за кусите врски и третман на нултата точка

#### Член 86

(1) Третманот на нултата точка на преносниот систем е во надлежност на ОЕПС.

(2) Концептот на заземјување на нултата точка во преносниот систем се базира на критериумите на дозволени куси врски наведени во Член 38 на овие Правила и координација на изолацијата во 400 kV и 110 kV мрежа.

(3) ОЕПС ги задава соодветните технички спецификации за заземјување на нултата точка во напонските нивоа на преносниот систем (400 kV и 110 kV) и исто така и во нултите точки, кои припаѓаат на мрежата на корисникот на преносниот систем.

(4) На 110 kV и повисоко напонско ниво, трансформаторите и другата опрема, сопственост на корисникот на преносниот систем, кои формираат нулти точки мора да имаат можност за заземјување.

(5) Методот за третман на нултите точки кои не припаѓаат на ОЕПС мора да биде анализиран во детали за секој поединечен случај и специфицирани во Студијата за приклучување.

## Одржување

### Член 87

(1) ОЕПС и корисникот на преносниот систем се поединечно одговорни за одржување на нивната опрема и компоненти во постројката, во согласност со сопственоста.

(2) Компонентите релевантни за безбедноста на постројката, како што се прекинувачите, акумулаторските батерии и заштитните уреди, мора да бидат редовно испитувани согласно планот за испитување, подготвен од страна на корисникот на преносниот систем и одобрен од страна на ОЕПС.

### Заштита на преносниот систем

#### Член 88

(1) ОЕПС е одговорен за концептите и нагудувањето на заштитата во спрега помеѓу ОЕПС од една страна и корисникот од друга страна и заштитата мора да биде конфигурирана на таков начин за да не можат да влијаат ризиците од соседните системи или капацитети.

(2) ОЕПС го дефинира концептот на заштита во склад со спецификите на преносниот систем на Р. Македонија и препораките и барањата во поглед на релејната заштита на ENTSO-E.

(3) Во секоја точка на приклучок мора да бидат поставени соодветни уреди за заштита и прекинувачи.

(4) Деталниот опис на системот на релејна заштита кој мора да биде имплементиран од страна на корисникот е дефиниран во Студијата за приклучување на преносна мрежа.

(5) Корисникот е одговорен за инсталирање и одржување на соодветна заштита во неговите капацитети.

(6) Системот на заштита на ОЕПС и на корисникот на преносниот систем треба да се испитуваат најмалку еднаш годишно. Евиденција од испитувањето на системите за заштита и нејзините резултати мора да бидат доставени во форма на извештај од извршеното испитување, прифатлив за ОЕПС и корисникот.

(7) ОЕПС има право да инсталира заштитен уред кој го исклучува производствениот капацитет од преносниот систем во случај на пореметување.

(8) Корисникот е должен да ги нагоди соодветните уреди за заштита во своите капацитети така да операциите на префрлување, осцилации на напонот, автоматско повторно вклучување или други операции во преносниот систем на ОЕПС нема да предизвикуваат оштетување во неговата постројка.

(9) Системот на заштита реализиран од корисникот на преносниот систем во приклучната точка, мора да го следи концептот на ОЕПС во поглед на времињата на активирање, расположливоста, редувантноста, и сл. Корисникот на преносниот систем е должен да го има во предвид:

- ОЕПС го специфицира дозволеното време за автоматско повторно вклучување на заштитата во приклучната точка на мрежата,
- концептот на ОЕПС за автоматско повторно вклучување на заштитата не може да гарантира 100 % заштита на постројката од корисникот на преносниот систем, особено не за грешки на нисконапонската страна на трансформаторите (на страната од корисникот на преносниот систем),
- корисникот е должен на барање на ОЕПС да инсталира фреквентни релеи во точката на приклучок на мрежа, и нагодувањето на истите ги одредува ОЕПС и
- времиња на отстранување на грешката поголеми од 150 ms може да настанат само во случај на дефект на уредот за заштита или на прекинувачот.

## **Комуникација и размена на податоци во реално време**

### **Член 89**

(1) ОЕПС е обврзан да го планира и развива SCADA/EMS системот и да врши негово одржување.

(2) ОЕПС е обврзан да ја планира, развива и одржува телекомуникациската инфраструктура која е во негова сопственост.

(3) ОЕПС ги подготвува листите на информации кои се аквизираат од електроенергетските објекти и управувачките налози кон објектите на корисникот на преносниот систем.

### **Член 90**

(1) Во Студијата за приклучување на преносната мрежа од страна на ОЕПС се дефинирани сите технички барања за комуникација и размена на информации со постојниот SCADA/EMS на ОЕПС кои корисникот мора да ги исполни.

(2) Во Студијата за приклучување на преносната мрежа и во Договорот за користење на преносната мрежа детално се уредува процедурата за размена на податоци во реално време и комуникација помеѓу ОЕПС и корисникот на преносниот систем која ги вклучува следните елементи:

- комуникациските медиуми (сопствени и/или изнајмени парици, оптички кабел, радио врска, GSM и др.),
- комуникациски уреди за далечински пренос на податоци,
- комуникациски уреди за отчитување и параметризација на заштитните уреди,
- функционалните барања за уредите (системите) за надзор и управување,
- техничкото решение за реализација на системот за надзор и управување,
- техничката спецификација на опремата за надзор и управување,
- начинот на аквизиција на податоците, протоколи и интерфејси со системите на корисникот,
- обврските на корисникот во врска со инсталирањето и одржувањето на уредите за надзор и управување како и на комуникациските уреди,
- системските сервиси (обука, документација итн),
- начинот и условите за заедничко спроведување на тестирањата од страна на ОЕПС и корисникот (фабрички прием, испитување при инсталација и при пуштање во погон) на системот/уредите за надзор и управување и
- начинот на координацијата и процедури на одржување на заеднички елементи од надзорно управувачкиот систем од страна на ОЕПС.

(3) ОЕПС е обврзан да му достави на производителот на ЕЕ информации за:

- активирање/деактивирање на примарната регулација на снага и фреквенција,
- активирање/деактивирање на секундарната регулација на снага и фреквенција и
- зададена вредност за секундарната регулација на снага и фреквенција.

(4) Корисникот на преносниот систем мора да инсталира техничка опрема заради трансфер на податоците до ОЕПС потребни за управување на електроенергетскиот систем во реално време:

- состојба на вклученост (вклопна состојба) на опремата (прекинувачи, раставувачи, прекинувачи за заземјување) што се потребни за надзор и управување на системот,
- измерени моментални вредности на тековниот работен режим (струја, напон, фреквенција, активна моќност, реактивна моќност),
- активна енергија и реактивна енергија,
- позиција на отцепот на напонскиот регулатор под оптоварување на трансформаторите,
- активирање на заштита и алармни пораки од заштитата и
- други податоци од интерес, поврзани со определени корисници на преносниот систем (брзина на ветер, итн).

(5) Опсегот на податоци што се разменуваат во реално време, барањата за протоколи, доверливост и расположивост на податоци се дефинирани со Студијата за приклучување на преносна мрежа и Договорот за приклучок.

(6) Комуникацискиот протокол за размена на податоци помеѓу SCADA/EMS системот на ОЕПС и системот/уредот во објектот на корисникот на преносниот систем мора да биде IEC 870-5-

101 или IEC 870-5-104 или ICCP (TASE.2) и при тоа мора да бидат задоволени дефинициите наведени во интероперабилната листа на SCADA/EMS системот на ОЕПС.

(7) Комуникацискиот протокол применет на ниво на електроенергетскиот објект на корисникот на преносниот мора да биде IEC 61850.

(8) Корисникот е обврзан да обезбеди телекомуникациска инфраструктура до точката на приклучување, односно до телекомуникациската инфраструктура која е во сопственост на ОЕПС.

(9) Корисникот е обврзан да ја планира, развива и одржува телекомуникациската инфраструктура која е во неговата сопственост.

(10) Корисникот е должен да му ги отстапи на ОЕПС опремата и уредите за надзор и управување со 400kV и 110 kV дел од приклучокот на преносниот систем.

(11) Во случај кога Корисникот е производител на ЕЕ, должен е да му достави на ОЕПС информации за производните единици:

- мерења на активна и реактивна моќност по производна единица и на ниво на електрана,
- мерења на фреквенција и напон,
- статуси на примарната опрема,
- останати потребни податоци.

(12) Во случај кога Корисникот е производител на ЕЕ, должен е да му достави на ОЕПС информации за производните единици кои учествуваат во секундарната регулација и тоа:

- моќност, (Номинална моќност ( $P_n$ ), минимална моќност ( $P_{min}$ ), максимална моќност ( $P_{max}$ )),
- статус на секундарна регулација на единиците (локално, далечински, тип на регулација),
- опсег на регулација,
- брзина на промена на моќност,
- аларми и статуси за секундарна регулација и
- останати параметри потребни за реализација на функцијата на секундарна регулација.

(13) Сите функционални барања и технички спецификации на опремата/уредите за далечински надзор и управување се дефинираат во Студијата за приклучување на преносна мрежа.

## **Мерна опрема**

### **Член 91**

(1) ОЕПС ги специфицира техничките стандарди што се потребни за соодветната мерна опрема. Мерните системи во места на приклучок (во понатамошниот текст мерни места) мора да бидат изработени и да работат во согласност со глава *Дополнителни барања за приклучување на преносна мрежа* на овие Правила.

(2) ОЕПС ја дефинира локацијата на инсталирање на мерното место. По правило, најсоодветна локација која се избира за оваа намена е блиску до границата на разграничување помеѓу ОЕПС и корисникот, односно до местото на приклучок.

## Процедури за системот за управување

### Член 92

(1) Процедурите и принципите за системот за управување, во нормален режим и режим со нарушување, се дефинирани во Договорот за користење на преносната мрежа. Следните мерки во врска со системот за управување мора да се усогласат со Договорот за користење на преносната мрежа:

- назначување на одговорни страни за работата на опремата за управување и манипулации со расклопната опрема, кои мора да бидат достапни во секое време,
- овластување за ОЕПС да дава наредби за режимот на работа на објектите на корисникот (активна и реактивна моќност) и за манипулации со расклопната опрема,
- детален опис на одговорностите за управување на електроенергетскиот систем, помеѓу корисникот и ОЕПС,
- извршување на операции на вклучување/исклучување при нормална работа и во случај на грешки во системот и
- имплементација на законски мерки и безбедносни мерки.

## III.5. Дополнителни барања за приклучување на преносна мрежа

### Член 93

(1) Корисникот има обврска да ги исполни дополнителните барања за приклучување на производни единици на преносна мрежа кои се дадени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ*.

(2) Корисникот има обврска да ги исполни дополнителните барања за приклучување на потрошувачи на преносниот систем кои се дадени во *ПРИЛОГ 9 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПОТРОШУВАЧИ*.

## III.6. Општа усогласеност

### Права (одговорности) на ОЕПС

### Член 94

(1) ОЕПС има право да ја следи усогласеноста на постројката на корисникот со барањата од овие Правила, соодветните закони, вклучително и со соодветни правила, во текот на целиот животен век на постројката на корисникот.

(2) ОЕПС има право да побара спроведување на тестови за усогласеност пропишани во *ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ*, особено по некоја грешка, промена или замена на опремата што може да влијае врз усогласеноста на постројката со барањата од овие Правила или со соодветните закони или договорот.

(3) ОЕПС ги дефинира барањата што се однесуваат на процесот на усогласеност што треба да ги исполни корисникот, посебно:

- целата документација и сертификати што корисникот треба да ги обезбеди,
- деталите за техничките податоци на постројката на корисникот коишто се релевантни за приклучокот на мрежата,

- барања за моделите на постројката од корисникот заради изработка на стационарни и динамички студии на системот,
- студии што ги изготвува корисникот за да демонстрира очекувана карактеристика на работа во стационарна и динамичка состојба, кои што се однесуваат на барањата пропишани во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ* и *ПРИЛОГ 9 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПОТРОШУВАЧИ*,
- услови и постапки, вклучувајќи го опсегот за регистрирање на податоците на производителот и сертификатите за видови на карактеристики на работа на корисникот и
- услови и постапки за користење на релевантните податоци од производителот и сертификатите за видови на карактеристики на работа на корисникот што ги обезбедува корисникот како дел од активноста за демонстрирање усогласеност, како што е пропишано со овие Правила.

(4) ОЕПС ги распределува одговорностите на корисникот и на операторот на преносниот систем во однос на тестирање, сертификација и следење на усогласеноста.

(5) ОЕПС има право, независно од неговата одговорност и под услови предвидени со закон, делумно или целосно да назначи трета страна за следење на усогласеноста.

## **Одговорност на корисникот на преносната мрежа**

### **Член 95**

(1) Корисникот на преносната мрежа е должен да го усогласи работењето на постројката со барањата од овие Правила во текот на целиот животен век на постројката.

(2) Корисникот може, независно од неговата континуирана одговорност и под услови предвидени со закон, Решението за согласност за приклучување или некој друг билатерален договор или во услови пропишани од страна на ОЕПС, делумно или целосно да назначи трета страна за собирање на релевантна документација за докажување на усогласеност. Финалната изјава на корисникот со која се потврдува целосна усогласеност ја дава овластено лице што го претставува корисникот.

(3) Секој план за менување на техничките способности на корисникот кој може да влијае на неговата усогласеност со барањата од овие Правила, треба да се достави до ОЕПС пред почетокот на промените.

(4) Корисникот е должен да го извести ОЕПС за сите оперативни инциденти или грешки коишто влијаат врз неговата усогласеност со барањата од овие Правила, веднаш по нивната појава.

(5) Корисникот е должен да ги достави до ОЕПС на одобрување предвидените распореди и планови за тестирање со кои се потврдува усогласеноста на корисникот со барањата од овие Правила. Предвидените распореди и планови се доставуваат пред нивното почнување. ОЕПС ги користи резултатите од тестирањата да ги оцени и да ги ублажи последователните ризици врз преносната мрежа и нејзините корисници.

(6) ОЕПС има право да учествува во тестирањата за да може да ја евидентира карактеристиката на работа на корисникот.

## **Заедничка одредба на тестирање на усогласеноста**

### **Член 96**

(1) Тестирањето на корисникот има за цел да го демонстрира исполнувањето на барањата пропишани во овие Правила.

(2) ОЕПС има право:

- да му дозволи на корисникот да спроведе алтернативни тестови, под услов тие тестови да се ефикасни и доволни за да демонстрираат усогласеност на корисникот со барањата од овие Правила и
- да побара од корисникот да спроведе дополнителни или алтернативни тестови во случај кога информациите што корисникот ги доставил до ОЕПС се смета дека се недоволни во однос на тестирањето на усогласеноста во согласност со одредбите од ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ од овие Правила, за да се демонстрира усогласеност со барањата од овие Правила,

(3) Корисникот е одговорен да спроведува тестови во согласност со условите пропишани во ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ од овие Правила.

(4) Корисникот е одговорен за безбедноста на персоналот и на постројката за време на тестовите.

(5) Корисникот е должен да ги покрие сите трошоци за тестовите, вклучувајќи го потребното отстапување од комерцијално преферираната работна точка со цел да се олеснат тестовите.

(6) ОЕПС има право да учествува во тестот на самото место или пак од далечина преку контролниот центар на операторот на мрежата. За таа цел, корисникот обезбедува соодветна опрема за следење, за евидентирање на сите релевантни сигнали и мерења од тестот, како и за гарантирање дека релевантните претставници на корисникот и на производителот се достапни на местото за време на целиот период на тестирање. Сигналите утврдени од страна на ОЕПС се обезбедуваат доколку ОЕПС сака за избраните тестови да користи сопствена опрема за евидентирање на карактеристиките на работа на корисникот за време на тестовите. Одлуката за учеството на ОЕПС на тестот и формата на ова учество останува единствено и ексклузивно дискреционо право на ОЕПС.

## **Заедничка одредба на симулациите за усогласеност**

### **Член 97**

(1) Симулацијата на корисникот има за цел да го демонстрира исполнувањето на барањата пропишани со овие Правила.

(2) ОЕПС има право:

- да му дозволи на корисникот да спроведе алтернативни симулации, под услов тие симулации да се ефикасни и доволни за да ја демонстрираат усогласеноста на корисникот со барањата од овие Правила и
- да побара од корисникот да спроведе дополнителен или алтернативен пакет симулации во случај информациите што корисникот ги доставува до ОЕПС и се поврзани со симулацијата за усогласеност во согласност со одредбите од поглавје ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ, не се доволни за да ја демонстрираат усогласеноста со барањата од овие Правила.

(3) Корисникот ги обезбедува резултатите од симулацијата што се релевантни за постројката на корисникот во форма на извештај, со цел да го демонстрира исполнувањето на барањата

од овие Правила. Корисникот произведува и обезбедува проверен модел на симулација за секоја постројка.

(4) ОЕПС има право да ја провери усогласеноста на корисникот со барањата од овие Правила преку спроведување на сопствени симулации за усогласеност врз основа на обезбедените извештаи за симулации, модели на симулација и мерења од тестот за усогласеност.

## **Тестовите за усогласеност**

### **Член 98**

(1) Тестовите за усогласеност на потрошувачите и производителите се даде во ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ.

## **III.7. Исклучоци**

### **Општи одредби**

#### **Член 99**

(1) ОЕПС подготвува постапка за исклучоци на транспарентна, недискриминирачка, непристрасна, добро документирана основа и доколку е потребно, врз основа на анализа на придобивки и трошоци (cost-benefit).

(2) Постапката за исклучоци во оваа глава е применлива како за новите така и за постојните постројки на корисниците на преносна мрежа.

### **Барање за исклучок**

#### **Член 100**

(1) Корисникот може да побара исклучок само за Дополнителни барања за приклучување со преносниот систем наведени во Член 93 од овие Правила со поднесување на Барање до ОЕПС пред склучување на договор за користење на преносната мрежа, во согласност со условите пропишани во овој член.

(2) Корисникот го доставува Барањето за исклучок во пишана форма до ОЕПС и истото мора да содржи:

- податоци за идентификација на корисникот, вклучително и податоци за назначеното лице за контакт,
- конкретна постројка/место на која/кое се однесува Барањето за исклучок,
- опис на содржината и причината за менување,
- одредбата/параметарот од Дополнителните барања за приклучување со преносниот систем наведени во Член 93 од овие Правила за која се бара исклучокот,
- сите релевантни документи во поддршка на Барањето за исклучок, како што се:
  - условот што не може да се исполни,
  - причината за неможноста да се исполни условот,
  - временскиот период за кој условот не може да се исполни, т.е., целосно, времено, во одредени случаи, итн.,
  - ефектот од неисполнувањето на конкретниот услов,
  - датумот кога се очекува условот целосно да биде исполнет.



(3) Исклучоците мора да се применуваат за местото или компонентата на постројката и во ниеден случај нема да претставуваат севкупни исклучоци што покриваат различни места и различни видови постројки или друга опрема.

(4) Исклучоците од некој параметар пропишан во Дополнителни барања за приклучување со преносниот систем наведени во Член 93 од овие Правила може да подразбира само отстапувања на вредноста на параметрите наведени во конкретната одредба која се однесува на местото на приклучок, без да ги менува пропишаните параметри.

## **Одлука за исклучок**

### **Член 101**

(1) По поднесувањето на Барањето за исклучок од страна на корисникот, ОЕПС го оценува Барањето и поврзаната документација.

(2) Доколку документацијата не е комплетна, корисникот треба да ги достави потребните информации како што се бара од страна на ОЕПС.

(3) ОЕПС поднесува до Комитетот Барање за издавање на Мислење за потреба од изработка на анализа на придобивки и трошоци во рамките на донесување одлука за исклучок, по добивање на комплетна документација од страна на корисникот.

(4) Комитетот е должен да даде Мислење за потребата од изработка на анализа на придобивки и трошоци во рок од 30 дена по добивање на Барање од страна на ОЕПС.

(5) ОЕПС доставува до Комитетот анализа на придобивки и трошоци, доколку истата е изработена во период од најдоцна 6 месеци по добивање на Мислењето за потреба од изработка на анализа на придобивки и трошоци.

(6) Комитетот подготвува образложено мислење за одбивање или одобрување на Барањето за исклучок, како и траењето на исклучокот.

(7) ОЕПС, во рок од 3 месеци по комплетирање на документација, издава одлука со која се одбива или одобрува Барањето за исклучок, како и траењето на исклучокот, вклучително и образложено мислење за таквата одлука.

(8) Корисникот има право да поднесе жалба до Регулаторната комисија за енергетика доколку е незадоволен од одлуката на ОЕПС која се однесува на неговото Барање за исклучок.

(9) ОЕПС води регистар на сите доделени или одбиени исклучоци.

(10) Ажурираниот регистар се доставува до Регулаторната комисија за енергетика најмалку еднаш во 6 месеци како и до надлежната служба во ENTSO-E.

(11) Ажурираниот регистар содржи:

- барања за кои се бара исклучок,
- содржина на Барањето за исклучок и
- образложение на причините за одбивање или одобрување на исклучок.

## IV. МЕРЕЊЕ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

### IV.1. Вовед

#### Член 102

(1) Одредбите на Мрежните правила кои се однесуваат на мерење на електрична енергија ги утврдуваат правата и одговорностите на ОЕПС и корисниците на преносниот систем, односно сите учесници на пазарот на електрична енергија.

(2) Со овие одредби се уредуваат:

- техничко-технолошките услови за формирање на мерното место од кое ОЕПС испорачува/прима енергија кон/од корисниците на преносниот систем врз основа на транспарентни и недискриминаторни принципи;
- услови и начин на користење на мерниот систем од двете страни врз основа на транспарентни и недискриминаторни принципи;
- технички и други услови за безбедно и доверливо функционирање на мерниот систем и обезбедување на квалитетна услуга;
- одговорноста и надлежноста на ОЕПС и на корисниците на преносниот систем;
- техничко технолошки карактеристики на мерните уреди;
- извршување на мерните услуги;
- сопственост над мерната опрема.

(3) Овие одредби го дефинираат и управувањето со мерните податоци при процесот на:

- мерење на ЕЕ во мерните места и места на приклучок;
- отчитување, прибирање и архивирање на податоци од извршените мерења на ЕЕ од броилата на ЕЕ;
- обработка и доставување на потребните податоци неопходни за работа на ОЕПС и ОПЕЕ;
- чување на податоците од извршените мерења на ЕЕ.

(4) ОЕПС е должен да спроведе точни, брзи и ефикасни постапки за обезбедување и обработка на податоци од мерењето на активна и реактивна енергија и моќност со цел фактурирање и наплата на количината на примо/предадената ЕЕ.

### IV.2. Цели и области на примена

#### Член 103

(1) Цел на правилата за мерење на ЕЕ е да овозможи:

- обезбедување на потребните мерни податоци и воспоставување на постапка за размена помеѓу релевантните енергетски субјекти;
- дефинирање на мерните големини кои треба да бидат измерени;
- дефинирање на барањата во врска со точноста на мерењата на ЕЕ;
- дефинирање на условите за мерење на ЕЕ и регистрирање на мерните големини, кои се користат за реализирање на договорите за размена на ЕЕ, користење на преносниот систем, дебаланс и системски услуги;
- Ефикасна контрола и надзор на мерење (КНМЕР) на сите мерни места на ОЕПС;

- воспоставување на надлежностите во врска со инсталирање, испитување, одржување, аквизиција и управување со системите за мерење на ЕЕ.

(2) Одредбите од овие Правила се применуваат на:

- мерни места во преносните објекти на ОЕПС и во објектите на корисниците кои се директно приклучени на преносната мрежа;
- мерни места во трафо полињата со трансформација 400/110 kV, 110/35/20/10 kV;
- мерни места на средно напонско ниво, ако станува збор за далекувод преку кој се испорачува ЕЕ во соседен ЕЕС;
- мерни места на објекти за производство на ЕЕ кои се од интерес за работа ОЕПС;
- мерни места за сопствена потрошувачка во преносните објекти на ОЕПС и мерни места за сопствена потрошувачка во објекти на корисниците.

## **IV.3. Мерни места и места на приклучок**

### **IV.3.1 Дефиниции, и општи барања**

#### **Член 104**

(1) Мерно место претставува физичко место (точка) во системот за мерење на ЕЕ во која се регистрира електрична енергија и се мерат електрични величини.

(2) Мерното место може да биде лоцирано во објекти, или во делови од објекти, во сопственост на:

- ОЕПС;
- производител на ЕЕ;
- оператор на електродистрибутивниот систем (ОДС);
- потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа.

(3) Место на приклучок е точка во ЕЕС каде што генераторските единици, потрошувачите и дистрибутивните системи се приклучени на преносната мрежа во која ОЕПС испорачува/ прима ЕЕ кон/од корисникот на преносниот систем.

(4) Мерното место и местото на приклучок се дефинираат во Студијата за приклучување на преносна мрежа и во Договорот за приклучување.

(5) Доколку не постои Студија за приклучување на преносната мрежа, местоположбата на мерното и местото на приклучок како и местоположбата на пресметковното и контролното броило на корисникот ги утврдува ОЕПС.

(6) Ако постојат сите технички услови, мерното место се наоѓа на исто напонско ниво со местото на приклучок.

(7) Ако местото на приклучок и мерното место не се наоѓаат на исто напонско ниво, или ако се наоѓаат на исто напонско ниво, но се оддалечени толку да загубите на ЕЕ не може да се занемарат, неопходно е да се изврши корекција на мерените податоци за вредноста на губитоците на ЕЕ од местото на приклучок (местото на примопредавање) до мерното место, сведено на местото на приклучок. Тогаш корекцијата е составен дел на пресметковниот процес.

(8) Коефициентот на корекција го утврдува ОЕПС врз основа на техничките карактеристики на опремата, преносниот однос на трансформаторот и пресметка на загубите помеѓу местото на приклучок и мерното место при услови на просечна експлоатација на објектот.

Коефициентот на корекција се утврдува со Договорот за приклучок. Начинот и условите на промена на коефициентот на корекција ги утврдува ОЕПС и корисникот.

### **IV.3.2 Местоположба на мерните места**

#### **Интерконективни далекуводи**

##### **Член 105**

(1) Мерното место е точка на испорака/прием на ЕЕ од/до соседните ЕЕС (интерконективна мерна точка) која е лоцирана во 400/x kV или 110/x kV трансформаторска станица, сопственост на ОЕПС.

(2) ОЕПС е одговорен за инсталирање, одржување, редовна контрола и верификација на пресметковното и контролното броило. Пресметковното и контролното броило се инсталираат во иста мерна точка. Техничките карактеристики на пресметковното и контролното броило мора да се идентични.

(3) Техничките карактеристики на напонските и струјни мерни трансформатори и броила на електрична енергија треба да ги задоволуваат барањата дадени во ENTSO-E.

(4) Интерконективните мерења на примо/предадената ЕЕ се регулирани со соодветни договори за интерконекција со операторите од соседните ЕЕС.

#### **Производни единици**

##### **Член 106**

(1) Мерното место е точка на испорака на ЕЕ од производна единица кон преносниот систем, и е дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа.

(2) Пресметковното и контролното броило се инсталираат во исто мерно место, имаат идентични технички карактеристики и се во сопственост на ОЕПС.

(3) ОЕПС е одговорен за инсталирање, одржување, редовна контрола и верификација на пресметковното и контролното броило, доколку не е поинаку утврдено со Договорот за приклучок.

(4) Производителот може да инсталира и одржува дополнително контролно броило во негова сопственост за мерење на примо/предадената ЕЕ на приклучниот вод во трансформаторската станица, како резерва на пресметковното и контролно броило на ОЕПС.

(5) ОЕПС може да инсталира и одржува дополнително контролно броило за мерење на примо/предадената ЕЕ на водовите во трансформаторската станица сопственост на ОЕПС, како резервно на пресметковното и контролно броило.

#### **Повластени производители**

##### **Член 107**

(1) Кај повластените производители на ЕЕ кои се приклучени на пониски напонски нивоа (најчесто на мрежата на ОДС), ОЕПС нема своја мерна опрема.

(2) Повластените производители на ЕЕ должни се на ОЕПС да му ги достават сите податоци од мерниот систем со кој ја регистрираат примо/предадената ЕЕ.

(3) Повластениот производител на електрична енергија, по добивањето на Решението за стекнување на статус на повластен производител, во рок од 15 дена со писмено Известување го известува ОЕПС за добиениот статус.

- (4) Писменото Известување во врска со став (3) од овој член треба да содржи:
- комплетна информација за локацијата мерното место со назив на фирма; адреса; катастарска парцела и број (КП бр.); катастарска општина (КО); лице за контакт и контакт телефон;
  - комплетна техничка документација за мерната опрема: СМТР; НМТР; броило; заштитни уреди; комуникациски уреди итн;
  - испитен протокол или записник од испитување на мерниот систем со потпис и печат на овластено лице кое го направило испитувањето.

## **Дистрибутивен систем на ЕЕ**

### **Член 108**

- (1) Мерното место е точка на испорака/прием на ЕЕ од ОЕПС кон ОДС и е дефинирана во Студијата за приклучување на преносна мрежа.
- (2) Пресметковното броило е во сопственост на ОЕПС и тоа се инсталира на високонапонската страна на енергетскиот трансформатор.
- (3) ОЕПС е одговорен за инсталирање, одржување, редовна контрола и верификација на пресметковното броило.
- (4) ОДС е должен да инсталира и одржува дополнително контролно броило за мерење на примо/предадената ЕЕ. Ова броило се инсталира на нисконапонската страна на енергетскиот трансформатор.
- (5) Дополнителното контролно броило (може и повеќе, зависно од трансформацијата) е во сопственост на ОДС, и ОДС е одговорен за инсталирање, одржување, редовна контрола и верификација на овие броила.
- (6) ОЕПС може да инсталира и одржува дополнителни контролни броила за мерење на примо/предадената ЕЕ на 110 kV водови во трансформаторската станица сопственост на ОЕПС, како резервни на пресметковните и контролни броила.

## **Потрошувачи приклучени на преносна мрежа**

### **Член 109**

- (1) Мерното место и местото на приклучок за испорака/прием на ЕЕ од преносниот систем на потрошувачот директно приклучен на преносната мрежа дефинирани се согласно Студијата за приклучување на преносна мрежа.
- (2) Пресметковното броило е во сопственост на ОЕПС и ОЕПС е одговорен за инсталирање, одржување, редовна контрола и верификација на пресметковното броило.
- (3) Потрошувачот директно приклучен на преносната мрежа е должен да инсталира и одржува дополнително контролно броило во негова сопственост за мерење на примо/предадената ЕЕ, како резерва на пресметковното броило на ОЕПС.
- (4) Потрошувачот директно приклучен на преносната мрежа е одговорен за инсталирање, одржување, редовна контрола и верификација на дополнителното контролно броило.
- (5) ОЕПС може да инсталира и одржува дополнително контролно броило за мерење на примо/предадената ЕЕ на водовите во трансформаторската станица сопственост на ОЕПС, како резерва на пресметковното броило.

## IV.4. Мерна опрема

### IV.4.1 Составни делови на мерната опрема

#### Член 110

(1) На секое мерно место мерната опрема опфаќа:

- мерни трансформатори;
- секундарни мерни електрични кола;
- броила на електрична енергија;
- помошни уреди (МПК кутија за приклучување и преспојување на броилата, осигурувачи, заштитни уреди, извори за напојување итн);
- уреди за сигнализација и надзор;
- уреди за комуникација

### IV.4.2 Мерни трансформатори

#### Вовед

#### Член 111

(1) На секое мерно место за потребите на пресметковно и контролно мерење на ЕЕ, треба да бидат инсталирани напонски мерни трансформатори (НМТР) и струјни мерни трансформатори (СМТР), кои треба да ги задоволуваат следниве стандарди: МКС EN 60044-1, МКС EN 60044-2, МКС EN 60044-3 и МКС EN 60044-5.

(2) Трансформаторите треба да поседуваат испитен фабрички протокол и жиг од надлежен државен орган (во понатамошниот текст Биро за метрологија) со валиден рок на важност.

#### Класа на точност

#### Член 112

(1) Класата на точност на мерните трансформатори дадена е во табела IV.1

Табела IV.1

Мерно место	Класа на точност	
	СМТР	НМТР
Интерконективен далекувод	0,2 + 0,2*	0,2
Производство на електрична енергија	0,2 + 0,2*	0,2
ЕЕ објект за дистрибуција на електрична енергија	0,2	0,2
Квалификуван потрошувач (>10 GWh/годишно)	0,2	0,2
Квалификуван потрошувач (≤10 GWh/годишно)	0,5	0,5
ЕЕ објект за сопствена потрошувачка	0,5	0,5

(\* ) две мерни јадра

## Струјни мерни трансформатори

### Член 113

- (1) Номиналната примарна струја на СМТП се бира согласно номиналната струја на останатите елементи во полето каде што се наоѓа СМТП.
- (2) ОЕПС го утврдува односот на кој се поврзуваат примарните страни на СМТП. Корисникот е должен да го изврши налогот на ОЕПС, кој се доставува со службен допис или е дефиниран во Студијата за приклучок.
- (3) СМТП мора да бидат со номинална секундарна струја од 1 А.
- (4) На мерното јадро на СМТП се приклучуваат единствено броилата за ЕЕ.
- (5) Приклучните стегалки на секундарот на СМТП треба да бидат заштитени со плomba на ОЕПС за спречување на неовластен пристап. Било каква интервенција на секундарните струјни мерни кругови мора да е документирана, а извештајот да биде доставен на ОЕПС.
- (6) На интерконективните мерни места и мерните места на производство на ЕЕ, СМТП треба да имаат две мерни јадра со идентични технички карактеристики. На првото мерно јадро се приклучува само пресметковното, а на второто мерно јадро само контролното броило.
- (7) Вкупното оптоварување на секое секундарното јадро на СМТП, вклучувајќи ги и секундарните струјни врски, треба да биде од 20%-100% од номиналната моќност на јадрото.
- (8) Напречниот пресек на проводниците на секундарните струјни врски од приклучните стегалки на СМТП до мерно-приклучната кутија мора да изнесува најмалку 2,5 mm<sup>2</sup> за должина на проводник до 100 m по фаза, односно 4 mm<sup>2</sup> за должина на проводник поголема од 100 m по фаза.
- (9) Струјните мерни кола треба да бидат изведени со соодветна заштита од механички и електрични влијанија. Тип на кабел кој се користи за формирање на секундарните струјни врски треба да биде NYCY.
- (10) Деталните технички карактеристики на СМТП се дефинираат во Студијата за приклучување на преносната мрежа.
- (11) Доколку не постои Студија за приклучување на преносната мрежа, карактеристиките на СМТП ги определува ОЕПС.
- (12) ОЕПС го задржува правото на дополнителни барања во врска со СМТП во зависност од системските прилики на мрежата.

## Напонски мерни трансформатори

### Член 114

- (1) На мерното јадро на НМТП по правило се приклучуваат само броила за ЕЕ.
- (2) Во посебни услови и со одобрение на ОЕПС, на ова јадро може да се приклучат и други уреди, само ако вкупното оптоварување на јадрото не ја надминува неговата номинална моќност.
- (3) Напонските мерни трансформатори мора да бидат со номинален секундарен фазен напон од  $100/\sqrt{3}$  V.
- (4) Секундарните мерни кола на НМТП мора да бидат заштитени со посебни припадни автомати со контакт за сигнализација. Автоматите се вградуваат што е можно поблиску до секундарните стегалки на НМТП (во командниот ормар во полето на НМТП-и). Алармот на испад на автоматот за мерење и присутност на мерните напони треба да биде воведен во единствениот системот на алармна сигнализација. Овој аларм треба да има и временски жиг.

Во објектите во кои нема ваков аларм, како идентификација на ваков настан ќе се користи записот од Книгата на настани во броилото.

(5) Падот на напон од НМТР до броило ( $\Delta U$ ) мора да биде  $\leq 0,05\%$  од секундарниот номинален напон на НМТР ако е приклучено броило со класа на точност 0,2s, односно  $\Delta U \leq 0,1\%$  во случај кога е приклучено броило со класа на точност 0,5s. Напречниот пресек на проводниците на напонските мерни кола се бира согласно претходното.

(6) Вкупното оптоварување на секое секундарното јадро на НМТР, вклучувајќи го и приклучниот кабел, треба да биде од 20%-100% од номиналната моќност на јадрото.

(7) Напонските мерни кола треба да бидат изведени со соодветна заштита од механички и електрични влијанија. Тип на кабел кој се користи за формирање на секундарните напонски кола треба да биде NYCY.

(8) Деталните технички карактеристики на НМТР се дефинираат во Студијата за приклучување на преносната мрежа.

(9) Доколку не постои Студија за приклучување на преносната мрежа, карактеристиките на НМТР ги определува ОЕПС.

(10) ОЕПС го задржува правото на дополнителни барања во врска со НМТР во зависност од системските прилики на мрежата.

### IV.4.3 Броила

#### Член 115

(1) Броилата треба да регистрираат активна и реактивна ЕЕ и мора да бидат во склад со националните метролошки прописи и прописите за примопредавање на електрична енергија. Броилата мора да ги задоволуваат основните стандарди МКС EN 62053-22:2006, МКС EN 62053-11:2006; МКС EN 62053-23:2006 и МКС EN 60687.

(2) Броилата треба да бидат статички, тросистемски, двонасочни, четирижични, четиритарифни за мерење на активна, реактивна ЕЕ и моќност, со можност за далечинско отчитување.

(3) Броилата мора да имаат можност за далечинско и локално отчитување по тарифи на: kW, kWh, kVA<sub>r</sub>, kVA<sub>rh</sub> и кумулативна потрошувачка, евиденција на настани и времето на случување на настанот.

(4) Броилата треба да содржат мерни регистри за секоја мерна големина.

(5) На броилата има два вида на службени ознаки. Првата ознака е жиг на Бирото за метрологија, а втората жиг на ОЕПС и жиг на корисникот. На капакот на приклучните стегалки на броилото и на копчето за ресетирање се ставаат пломби на ОЕПС и на корисникот.

(6) Мерната приклучна кутија ја пломбира ОЕПС поради заштита од неовластен пристап.

(7) За броилото мора да биде обезбеден надворешен дополнителен извор за напојување (помошно напојување).

(8) На интерконективните мерни места и на мерните места на производство на електрична енергија, покрај пресметковно задолжителна е инсталација и на контролно броило со исти технички карактеристики и класа на точност како и пресметковното. За пресметки се користат податоците од пресметковното броило.

(9) Во случај на дефект на пресметковно броило или на дел од системот за мерење на ЕЕ, за фактурирање на примо/предадената ЕЕ и моќност ќе се користат количините отчитани од контролното броило.

(10) Класата на точност на броилата дадена е во табела IV.2



Табела IV.2

Мерно место	Класа на точност	
	Активна енергија	Реактивна енергија
Интерконективен далекувод	0,2s + 0,2s*	2+2*
Производство на електрична енергија	0,2s + 0,2s* или 0,5s + 0,5s*	2+2*
ЕЕ објект за дистрибуција на електрична енергија	0,2s или 0,5s	2
Квалификуван потрошувач (>10 GWh/годишно)	0,2s или 0,5s	2
Квалификуван потрошувач (≤10 GWh/годишно)	0,5s	2(3)
ЕЕ објект за сопствена потрошувачка	0,5s	2(3)

(\*) Задолжителна инсталација на пресметковно и контролно броило

(11) Деталните технички карактеристики на броилата дефинирани се во Студијата за приклучување на преносната мрежа.

(12) Секое броило мора да биде означено со единствен број (идентификациски број).

(13) Идентификацискиот број, заедно со техничките карактеристики и спецификации, мора да биде достапен на ОЕПС за негово заведување во мерниот регистер.

#### IV.4.4 Сигнализација и надзор

##### Член 116

(1) Во контролно командниот објект (ККО) или на друго соодветно место треба да има приказ најмалку на следниве аларми:

- отсуство на мерни напони
- прекин на помошно напојување
- неовластен пристап на броило
- грешка во работа со броилото

(2) Сите аларми од став (1) мора да бидат регистрирани со време и датум во Книгата на настани на броилото.

(3) Ако корисникот регистрира појава на било каков аларм од напонските и струјни мерни кола или било каква дискриминација на мерење (неовластен пристап до приклучните стегалки на броило; нестанок на било кој напон или струја, погрешно воспоставен мерен систем итн) во најкус можен рок должен е информацијата да ја проследи до ОЕПС.

## **IV.4.5 Комуникација**

### **Комуникациски протокол и комуникациски интерфејс**

#### **Член 117**

(1) Сите мерни величини и сите податоци кои ги регистрира броилото мора да се отчитуваат локално и далечински со еден од следниве меѓународни стандардизирани протоколи:

- IEC 62056 (DLMS) - броило ( IR порт, електричен порт RS 485, сериски порт RS 232);
- IEC 61107 – броило

(2) Комуникацискиот интерфејс (физичкото ниво на комуникација со броило) треба да ги задоволува следниве стандарди:

- IEC 62056-21 – IR порт/броило (сигнал статус: binary 1=IR LED off; binary 0=IR LED on);
- ISO 8482 – RS 485 порт/броило (сигнал статус: binary 1<-0,2V; binary 0>-0,2V)

(3) Поради интеграција на повеќе броила преку еден комуникациски интерфејс за пренос на податоци се користи електричен порт RS 485.

### **Комуникациски медиум**

#### **Член 118**

(1) За сите мерни величини и сите податоци кои ги регистрира броилото, а кои се отчитуваат далечински, мора да биде обезбеден барем еден од следниве комуникациски медиуми:

- GSM/GPRS мрежа од мобилна телефонија;
- оптички кабел во заштитно јаже (OPGW/Ethernet)
- PSTN јавна телефонска мрежа

## **IV.5. Набавка, монтажа, пуштање во работа и демонтажа на мерната опрема**

#### **Член 119**

(1) Набавката, монтажата и пуштањето во работа на мерната опрема дефинирана е со Студијата за приклучок кон преносната мрежа.

(2) Доколку не постои Студија за приклучок кон преносната мрежа, сопственикот, односно носителот на правото на користење на приклучокот е одговорен за набавка, монтажа и пуштање во работа на мерната опрема.

(3) Набавката, монтажата и пуштањето во работа во врска со став 2 на овој член опфаќа:

- мерни трансформатори;
- спојни кабели помеѓу броилата и секундарите на мерните трансформатори;
- помошно напојување и заштитни уреди;
- броила;
- комуникациска опрема (комуникациски кабел, комуникациски приемник и комуникациски медиум)
- опрема за сигнализација и надзор;
- кориснички интерфејс и интегрирање на мерната опрема во AMR/MDM системот на ОЕПС.

(4) Доколку корисникот го формира пресметковното мерно место тој има обврска во писмена форма да го информира ОЕПС за пуштањето во работа на мерната опрема. Корисникот е должен да ги достави до ОЕПС сите испитни протоколи, податоци од конфигурација на мерната опрема и извештајот од извршениот технички прием (SAT). ОЕПС може да присуствува при техничкиот прием на мерната опрема и пуштањето во работа доколку смета дека тоа е неопходно.

(5) Согласно доставената техничка документација од став 4 од овој член и/или присуството на SAT, ОЕПС во писмена форма ќе се произнесе дали формираното пресметковно мерно место е прифатливо за ОЕПС или не. Доколку ОЕПС се произнесе негативно, во писмена форма ги доставува забелешките до корисникот. Корисникот е должен да постапи согласно забелешките на ОЕПС.

(6) Кога ОЕПС во свое владение од инвеститор го превзема приклучокот на преносната мрежа или само мерната опрема, ОЕПС ги спроведува следниве активности:

- проверка на сите испитни протоколи од испорачателот на опремата и изведувачот на работите;
- целокупната документација за проверка, а врска со став 6, точка 1 од овој член, на ОЕПС на увид и владение ги доставува инвеститорот;
- проверка на конфигурацијата на броилото;
- контрола на секундарните струјни и напонски кола;
- проверка на комуникацијата и комуникациските врски;
- контрола на далечинската комуникација на броилото со системот AMR/MDM на ОЕПС;
- контрола на валидноста на сите пломби на мерната опрема;
- ја евидентира мерната опрема и мерното место во единствениот Регистар на мерни места на ОЕПС.

(7) По извршеното пуштање во работа, не се дозволени никакви неовластени измени на мерната опрема без писмена дозвола од ОЕПС. Секоја неовластена измена ќе предизвика повторана проверка и контрола на мерната опрема по однос на сите точки во став 6 на овој член и тоа на трошок на страната која ги предизвикала неовластените измени.

## **IV.6. Параметрирање на мерната опрема**

### **Член 120**

(1) Под параметрирање на мерната опрема се подразбира:

- дефинирање на преносните односи на мерните трансформатори на мерното место,
- параметрирање на броилото кое ќе се монтира на мерното место.

(2) Карактеристиките на мерните трансформатори и преносните односи ги дефинира ОЕПС согласно напонското ниво на приклучокот и преносниот капацитет на опремата.

(3) Активноста параметрирање на броило ги опфаќа внатрешните параметри на броилото кои мора да бидат во склад со техничките карактеристики на мерната опрема. Параметрирањето на броилото може да биде примарно или секундарно зависно од тоа дали броилото ќе прикажува примарни или секундарни пресметковни величини.

(4) Основните параметри на броилото: преносните односи на струјните мерни трансформатори, напонските мерни трансформатори, пресметковна константа итн. се внесуваат во регистерот на ОЕПС за мерни места.

(5) ОЕПС ги дефинира параметрите на броилото за секое мерно место.

- (6) Единствено ОЕПС е овластен да ја менува конфигурацијата на параметрите на броилото.
- (7) ОЕПС е одговорен за ажурирање и одржување на параметрирањето на броилото.
- (8) ОЕПС со писмен допис го известува корисникот за промените во параметрите на броилото.
- (9) ОЕПС вообичаено броилото го параметрира примарно. Доколку броилото е параметрирано секундарно, тогаш пресметковните константи за електрична енергија и моќност треба да се внесени во алгоритмот за пресметка на јасен и недвосмислен начин. Нивна промена е можна само со писмен допис од надлежната служба за мерење на електрична енергија на ОЕПС.
- (10) ОЕПС ги евидентира и архивира во својата документација сите податоци за параметрирање на броилата и пресметковните константи на енергија и моќност.

## **IV.7. Испитување и контрола на броила**

### **IV.7.1 Вовед**

#### **Член 121**

- (1) За да се обезбеди точност и доверливост во работењето на броилата, неопходни се соодветни проверки на истите. Испитување и контрола на броилата вршат ОЕПС, Бирото за метрологија и корисникот.
- (2) Доколку ОЕПС или корисникот се сомневаат дека некое од броилата не е во предвидените граници на точност, утврдени со овие Правила, се врши вонредно испитување на истото.
- (3) Доколку при испитувањето се потврди дека испитуваното броило не е во соодветната класата на точност, трошоците за вонредното испитување ги сноси сопственикот. Сопственикот има обврска да го замени испитуваното броило со друго со исти технички карактеристики како испитуваното броило. Сопственикот има обврска да изврши верификација на истото.
- (4) Доколку при испитувањето се потврди дека испитуваното броило е во соодветната класата на точност, трошоците за вонредното испитување ги сноси подносителот на Барањето за вонредното испитување. Подносителот има обврска да изврши верификација на истото.
- (5) Доколку испитувањето на класата на точност се врши со еталонски уред на лице место, истото се изведува во присуство на одговорни лица од страна на: Бирото за метрологија, ОЕПС и корисникот.

### **IV.7.2 Испитување на броила од страна на ОЕПС**

#### **Член 122**

- (1) ОЕПС има обврска да ја испита исправноста и точноста на работата на броилото на секое пресметковно мерно место и тоа најмалку еднаш годишно.
- (2) ОЕПС има право да го продолжи или скрати интервалот помеѓу две последователни испитувања на броило зависно од добиените податоци за работата на броилото. Периодот не може да биде подолг од верификациониот интервал одреден од Бирото за метрологија.
- (3) ОЕПС, доколку смета дека е потребно, може да ги испита и останатите делови на мерната опрема.
- (4) Испитувањето на броилото ги опфаќа следниве активности:
- проверка на исправноста на сите пломби на броилото;

- проверка на преносните односи на напонските и струјни мерни трансформатори;
- проверка на секундарните струјни врски од броилото до мерните трансформатори;
- проверка на приказите на дисплејот на броилото
- проверка на параметрирањето на броилото;
- проверка на комуникација со броилото локално и далечински;
- проверка на класа на точност на броилото.

(5) Доколку ОЕПС утврди неисправност на броило, тоа го евидентира во својата база на податоци и во најкус можен рок врши замена на неисправното со ново броило.

(6) Доколку ОЕПС или корисникот се посомневаат во исправноста на работата на броило, ОЕПС е должен во најкус можен рок да организира вонредна теренска проверка на работата на броилото.

(7) Трошоците за вонредната проверка ги сноси ОЕПС, доколку при испитувањето се утврди грешка во работата на броилото. Ако не се утврди грешка во работата на броилото, трошоците за вонредното испитување ги сноси барателот на истото.

(8) Резултатите од интервенциите врз броилата се внесуваат во база на податоци која ОЕПС ја води за броилата.

### **IV.7.3 Испитување на броила од страна на Бирото за метрологија**

#### **Член 123**

(1) Бирото за метрологија во овластена лабораторија, врши периодичен преглед и верификација на броилата во временски интервали утврдени со закон или Правилник, согласно типот на броило и декларираната класа на точност.

(2) ОЕПС има обврска сите броила на мерните места за пресметка и контрола да бидат верификувани со важечки жиг на Бирото за метрологија.

### **IV.7.4 Контрола на броила**

#### **Член 124**

(1) ОЕПС врши контрола на вградените броила најмалку еднаш во годината.

(2) Контрола на броилото ги опфаќа следниве активности:

- визуелен преглед на броилото и проверка на сите пломби, жигови и налепници;
- проверка на секундарните мерни кола од броилото до мерната приклучна кутија;
- проверка на алармната сигнализација;
- споредба на енергијата регистрирана на пресметковното со регистрираната енергија на контролното броило. Отстапувањето мора да биде во границите определени со класата на точност на броилата;
- анализа на сигнали и аларми регистрирани во Книгата на настани на броилото;
- анализа на вредностите на трифазните мерни величини на броилото;
- анализа на фазорскиот дијаграм на напони и струи.

(3) Сопственикот на електроенергетскиот објект, односно на мерната опрема обезбедува контрола и надзор на работата на броилото. Во случај на појава на аларм или сигнал кој

известува за дефект или грешка во работа на броилото, корисникот без одлагање за тоа го известува ОЕПС.

## **IV.8. Пристап, заштита и одржување на мерната опрема**

### **IV.8.1 Пристап и заштита на мерната опрема**

#### **Член 125**

(1) ОЕПС се обврзува, на барање од корисникот, да обезбеди непречен пристап во сопствените објекти за локално отчитување на пресмековните и контролни броила, како и увид на останатата мерна опрема. Задолжително е присуство на претставници од ОЕПС и корисникот.

(2) Корисникот се обврзува, на барање од ОЕПС, да обезбеди непречен пристап во сопствените објекти за локално отчитување на пресметковните и контролни броила, како и увид на останатата мерна опрема. Задолжително е присуство на претставници од ОЕПС и корисникот.

(3) После инсталирање и пуштање во работа, мерната опрема (мерните уреди, мерните приклучни кутии, како и друга опрема која може да влијае на точноста и исправноста на мерењето и пресметките на електрична енергија) треба да биде заштитена со пломба во согласност со договорената процедура меѓу ОЕПС и корисникот. Пломбата треба да биде поставена на предвидените местата за пломбирање на мерната опрема.

(4) Пломбата мора да го содржи жигот на ОЕПС и да биде поставена на начин што ќе го оневозможи влијанието врз мерењето и/или пресметката на електричната енергија и/или моќноста.

(5) Пристапот кон податоците од пресметковното мерно место (локален или далечински) мора да биде заштитен со однапред доделено право на пристап на ОЕПС и тоа за:

- прибирање на мерните податоци;
- промена на време и датум;
- поставување на параметри за конфигурација, тарифна програма и останати функции;
- комуникациски протоколи и комуникациски параметри.

(6) Мерната опрема треба да биде сместена во мерни ормари или во соодветна за таа намена просторија и место, да се заштити од несоодветни температурни услови, прав, влага, вибрации, силни електромагнетни зрачења и други влијанија.

(7) ОЕПС и корисникот се должни да регистрираат било каква повреда на елементите на мерното место и пломбата.

### **IV.8.2 Одржување на мерната опрема**

#### **Член 126**

(1) ОЕПС и Корисниците имаат обврска за одржување на мерната опрема за да обезбедат точност и доверливост во работењето.

(2) Во случај кога еден или повеќе делови од мерната опрема имаат технички карактеристики кои не одговараат на оние одобрени со приклучокот, сопственикот е должен во најкус можен рок да го замени неисправниот дел. Ако постои дефект на опрема со редуванса, овој рок може да биде најмногу 30 дена.

(3) Секоја промена, редовна или вонредна контрола или интервенција врз било кој елемент на мерната опрема се врши само во присуство на овластени лица од ОЕПС и корисникот. За наведената активност се составува записник потпишан од присутните лица, притоа секоја страна задржува по еден примерок од записникот.

(4) ОЕПС е должен на сопствен трошок да води грижа за мерната опрема во негова сопственост.

(5) ОЕПС ја одржува мерната опрема од став 4, во согласност со закон, со технички прописи и со одредбите од овие Мрежни правила

(6) Во определени мерни места мерната опрема може да биде во сопственост на корисникот (НМТР; СМТР; секундарни врски итн).

(7) За одржување на мерната опрема во исправна состојба од став 6 во овој член одговорен е корисникот. Корисникот ја одржува мерната опрема од став 6, во согласност со закон, со технички прописи и со одредбите на овие Мрежни правила.

(8) При било каква интервенција или отстранување на дефект на опремата од став 6 корисникот со писмена Информација го известува ОЕПС за интервенцијата и типот на дефектот.

(9) Ако корисникот замени определен елемент од мерната опрема во негова сопственост, има обврска да го информира ОЕПС во рок од 15 дена со писмена Информација за настанатата замена.

(10) Писмената Информација во врска со став 9 од овој член треба да содржи:

- причини поради кои се менува опремата;
- типот на опремата која е заменета и опремата која е во функција;
- фабрички испитни протоколи за класа на точност и испитен протокол од испитување на опремата од овластено лице;
- испитен протокол за пуштање во работа на опремата.

## **IV.9. Неправилно функционирање и поправки во системот за мерење**

### **IV.9.1 Контрола и надзор на мерење (КНМЕР)**

#### **Член 127**

(1) ОЕПС е должен да спроведе ефикасна контрола и надзор на мерењето (КНМЕР) во сите мерни точки на пресметковни мерења, спроведувајќи ги следните активности:

- контрола на трифазниот мерен систем;
- детектирање на било каква дискриминација на мерењето;
- физичка контрола на мерното место;
- проверка и потврда на точноста на мерните податоци;
- архивирање и чување на документацијата за пресметковни мерни места.

(2) Доколку ОЕПС утврди, или е информиран за постоење на грешка во било кој елемент од системот за мерење, има обврска да:

- го известува корисникот по приемот на таквата информација;
- доколку е потребно спроведе локално прибирање на мерните податоци;
- го пронајде и отстрани проблемот во елементот од системот во своја сопственост.

## IV.9.2 Поправки во системот за мерење

### Член 128

- (1) Доколку се забележат грешки во пресметковното броило, или во некои делови од системот за мерење кои се предизвикани од корисникот, ОЕПС има обврска да го информира корисникот. Корисникот има обврска во најкус можен рок да ги отстрани таквите грешки во делот од системот што е во негова сопственост.
- (2) Доколку корисникот констатира грешка во било кој елемент на мерниот систем во негова сопственост на пресметковно мерно место има обврска да го информира ОЕПС во рок од 48 часа за настанатата грешка.
- (3) Корисникот има обврска да ја отстрани грешката во делот од системот што е во негова сопственост во најкус можен рок и за тоа да го извести ОЕПС.
- (4) Доколку се забележи грешка во трифазниот мерен систем, недостаток на некоја електрична величина, регистрирање на електрична енергија во погрешен регистар итн., корисникот има обврска да го информира ОЕПС во рок од 48 часа и во најкус можен рок да ја отстрани грешката во делот од системот што е во негова сопственост.
- (5) Мерниот систем мора да се доведе во исправна работа во рок од 15 дена во случај кога грешката има влијание врз наплатата.
- (6) ОЕПС ја донесува конечната одлука за ставање во редовна работа на мерниот систем по отстранување на грешката.

## IV.10. Мерни податоци

### Член 129

- (1) На секое мерно место се вршат следниве мерења:
  - предадена активна енергија (A-);
  - превземена активна енергија (A+);
  - предадена реактивна енергија (Q+);
  - превземена реактивна енергија (Q-);
- (2) Насоката на предадената (-), односно превземената (+) ЕЕ е од перспектива на ОЕПС.
- (3) На секое мерно место се регистрира и дијаграмот на оптоварување како средна 15-минутна активна моќност (kW), како и реактивна моќност (kVar) за секој пресметковен период.
- (4) Дневниот период започнува во 00:00 часот по средноевропско време (CET) за интерконективните мерни места и завршува во 24:00 часот. За сите останати мерни места дневниот период започнува во 00:00 часот по национално време и завршува во 24:00 часот.
- (5) Пресметковниот период за интерконективните мерни места е календарски месец со отчитување на пресметковните броила првиот ден во месецот во 00:00 часот и последниот ден во 24:00 часот по средноевропско време. За сите останати мерни места периодот започнува со отчитување првиот ден во месецот во 00:00 часот, а завршува со отчитување во 24:00 часот по национално време.
- (6) Секој мерен податок е придружен со временски жиг (минута, час, ден, година). Овие податоци се чуваат во броилата за потребите на далечинско отчитување.
- (7) Аквизираните податоци за примопредадена електрична енергија од регистрите на броилото за пресметковен период и податоците за 15-минутните дијаграми на моќност се основни пресметковни мерни податоци.



(8) Секое броило треба да овозможи отчитување на следниве податоци (прикажани се на дисплејот на броилото):

- тековна кумулативна состојба на регистрите на активна енергија (kWh) и на реактивна енергија (kVarh) за секоја конфигурирана насока на електричната енергија;
- максимална 15-минутна средна активна (kW) и реактивна моќност (kVar) за секоја конфигурирана насока на електричната енергија за тековниот пресметковен период и за претходниот пресметковен период;
- квадрант за моменталните насоки на активна и реактивна моќност;
- присутност на мерните напони;
- тековно време и датум на броилото;
- код на мерната величина која моментално се прикажува на дисплејот на броилото;
- моментално активна тарифа.

## **IV.11. Користење на мерните податоци**

### **Член 130**

(1) Согласно овие Правила податоците кои се добиени со мерење се основа за следниве деловни активности:

- биланси на електрична енергија на сите влезови, односно излези од преносната мрежа во определен пресметковен период. Билансите може да бидат специфицирани по мерно место, напонско ниво, а во случај на интерконективна врска, со сведени количини на граница;
- остварен дијаграм на моќност, односно енергија која влегла во преносната мрежа за определен пресметковен период, добиен како збир на дијаграмите на моќности (15-минутна средни вредности) на сите влезови во преносната мрежа. Овој дијаграм може да биде составен од дијаграм на производни капацитети, интерконективни влезови итн;
- остварен дијаграм на моќност, односно енергија која излегла од преносната мрежа за определен пресметковен период, добиен како збир на дијаграмите на моќности (15-минутна средни вредности) на сите излези од преносната мрежа. Овој дијаграм може да биде составен од дијаграм на производни капацитети, интерконективни влезови итн;
- дијаграм на губитоци на енергија во преносната мрежа во определен пресметковен период;
- извештаи за размена на електрична енергија во ОЕПС;
- податоци за вкупните губитоци на енергија во преносната мрежа за определен пресметковен период кои се неопходни за определување на динамиката за набавка на електрична енергија за покривање на овие губитоци;
- фактурирање на пристапот кон преносниот систем на секој корисник на преносниот систем;
- изготвување на финансиски биланси за размена на електрична енергија и фактурирање кон соседните оператори кои учествуваат во оваа размена;
- сите примопредавања преку ОЕПС помеѓу различните учесници на пазарот на ЕЕ.

## IV.12. Обработка на мерни податоци

### IV.12.1 База на мерни податоци

#### Член 131

(1) ОЕПС управува со базата на податоци и со измерените величини од броилата на сите мерни места за кои се однесуваат овие Правила.

(2) Базата на податоци содржи:

- назив на корисникот на преносниот систем;
- локација на објектот приклучен на преносниот систем;
- приклучен извод на корисникот;
- типот на броило;
- комуникацискиот пат;
- комуникацискиот протокол и
- форматот на податоците/регистрите.

(3) ОЕПС врши обработка на податоците од мерните уреди за негови потреби и за потребите на корисниците на преносниот систем.

(4) Во секој момент потребно е да се знае потеклото на секој мерен податок кој се користи во склад со овие Правила.

(5) Базата на мерни податоци мора да ги содржи изворните вредности кои се прибираат далечински или локално од броилата и корекцијата на оние податоци кои се корегираат за губитоците на електрична енергија во пренос и трансформација доколку има такви.

(6) Базата на податоци мора да овозможи:

- идентификација на броило и мерна опрема;
- одредување на типот на мерење (kW, kWh, kVar, kVarh);
- недвосмислена и јасна идентификација на изворната вредност;
- врска со изворната вредност за секоја корегирана вредност;
- временски жиг за датумот на аквизиција на изворната вредност.

(7) ОЕПС ги става на располагање податоците за измерени и пресметани вредности од базата на мерни податоци на корисниците за нивни потреби.

(8) Корисниците можат да пристапат до мерните и пресметковни податоци преку *web* сервер кој ги прикажува сите податоци добиени со далечинско отчитување на броилата како и сите резултати од пресметките за корисникот. Корисникот ги гледа и превзема само оние податоци кои се однесуваат на него.

(9) Период кој е дозволен од датумот на пуштање во работа на броило или некоја измена на мерната опрема до нејзино ажурирање на базата на податоци е најмногу 15 дена.

(10) Базата на податоци ги содржи сите податоци кои се однесуваат на работа на мерната опрема за последните 12 месеци.

(11) Податоците постари од 12 месеци се чуваат во архива на базата на податоци. Архивирањето е редовно со цел да се зачуваат податоците. Должината на чување на податоците во архивата изнесува 5 години.

## **IV.12.2 Аквизиција на мерните податоци**

### **Член 132**

(1) Мерните податоци вклучуваат:

- измерени, временско-зависни вредности на активна и реактивна ЕЕ собрани од мерните места;
- вредности пресметани од ОЕПС врз база на измерени податоци;
- евалуирани и променети или заменети податоци во случај на погрешни или изгубени податоци и
- податоци и вредности кои се користат за пресметковни цели.

(2) ОЕПС има обврска за собирање на податоците од мерните места, со употреба на специјални протоколи за пренос на податоци. ОЕПС мора да ги потврди, да ги обработи, да ги внесе во базата на мерни податоци и да ги чува заштитени за целите на наплата, пазарните трансакции и наплата на надоместоците за користење на системот.

(3) Корисникот, во својата постројка, мора да обезбеди доверлива работа на комуникациската врска за далечински пренос на податоци од броило до мерната база на податоци на ОЕПС.

(4) Ако поради некоја причина, не е возможно далечинско отчитување на податоци (или собирање), ОЕПС и корисникот мора да обезбедат локално прибирање на податоците.

(5) ОЕПС податоците обезбедени на начин опишан во став 4 на овој член ги префрла директно во базата на мерни податоци. Оваа постапка се извршува во рок кој ќе овозможи сите неопходни мерни податоци да бидат расположливи при пресметки.

(6) Временскиот интервал на отчитување по правило е најмалку еден ден, а најмногу еден месец.

## **IV.12.3 Валидација на податоците**

### **Член 133**

(1) ОЕПС ја проверува и потврдува веродостојноста на аквизираните мерни податоци и врши валидација на мерните податоци пред нивно внесување во базата на податоци.

(2) Целта за проверка на валидноста на податоците добиени со мерење се следни:

- да се провери дали има податоци кои недостасуваат или се непотполни по отчитувањето на броилата;
- да се провери дали при отчитувањето на некои делови од мерната опрема се вршела интервенција, поправка или сл;
- да се утврди дали имало отстапување на локалното време на броилото во однос на референтното време во текот на целиот пресметковен период;
- да се утврди дали некој од уредите за надзор сигнализира отсуство на помошно напојување или отсуство на било која мерна електрична величина;
- да се утврди дали сите аквизирани податоци се реални и во склад со оптоварувањата на конкретното мерно место.

(3) При валидација се врши споредба на мерните податоци од пресметковните и контролните броила, а потоа се врши споредба на енергијата добиена од разликата на состојбата на регистарот на енергија со енергијата добиена со интеграција на дијаграмот на оптоварување. Овие податоци може да се споредат со податоците од претходниот пресметковен период или со податоци за истиот пресметковен период претходни години.

(4) Дозволена разлика помеѓу вредностите регистрирани со пресметковно и контролно броило треба да е во границите декларирани со точноста на броилото.

(5) Дозволена разлика помеѓу електричната енергија добиена како кумулативна регистрирана вредност и енергијата пресметана од дијаграмот на оптоварување во определен пресметковен период, при услов да се врши синхронизација на времето, мора да биде помала од 0,1%.

#### **IV.12.4 Супституција на податоците**

##### **Член 134**

(1) Во случај на невалидни податоци или утврдена грешка, ОЕПС ќе изврши супституција на невалидните мерни податоци, односно на оние мерни податоци кои недостасуваат.

(2) ОЕПС ќе изврши супституција на невалидните податоци согласно следниов редослед:

- со податоци од контролно броило доколку постои и е составен дел од мерната опрема, и ако е извршена негова проверка;
- со податоци од броилото на корисникот сведени на пресметковното мерно место, при што се земаат во предвид просечните загуби во трансформација или во далекуводот;
- податоци добиени со определен пресметковен алгоритам на ОЕПС, врз основа на валидни измерени или утврдени електрични величини;
- со податоци добиени од SCADA системот на ОЕПС, доколку постојат за тоа мерно место.

(3) ОЕПС ја документира супституцијата на мерните податоци за потребите на интерната ревизија и контрола на пресметките.

(4) Доколку при испитување, редовна или вонредна контрола на мерната опрема се утврди да мерењето било неточно, тогаш мерните податоци во базата на податоци ќе се заменат согласно правилата за супституција од овој член за период:

- од денот на дефект, ако со точност може да се утврди кога настанал;
- кој ќе биде утврден врз основа на расположливи податоци.

(5) Ако супституцијата на мерните податоци се врши по завршена пресметка, тогаш е потребно да се изврши корекција на пресметката и ваквите податоци да се достават до корисникот.

#### **IV.12.5 Пристап до мерните податоци**

##### **Член 135**

(1) Директен пристап до мерните податоци од броилата преку далечинска или локална комуникација, дозволен е само на овластени лица на ОЕПС кои се задолжени за конфигурација, одржување, аквизиција, валидација и супституција на податоците и на корисниците на мерните податоци.

(2) Корисници на мерните податоци се:

- корисниците на преносниот систем или нивни овластени претставници;
- операторот на пазар;
- снабдувачи на корисниците на ОЕПС;
- балансно одговорните страни и

- други лица овластени со акт со кој се уредуваат правилата за работа на пазарот на ЕЕ.

(3) ОЕПС е одговорен за организирање и издавање на соодветни дозволи за пристап до мерните податоци и го дефинира нивото на пристап согласно потребната сигурност на мерните податоци и базата на податоци.

(4) ОЕПС го делегира правото на далечински пристап до мерните податоци од броило, така да го дефинира списокот на овластени корисници на мерните податоци. ОЕПС го доделува времето на пристап согласно сопствените потреби за аквизирање и потребите на корисникот врз основа на недискриминаторни принципи.

(5) Непочитување на утврдената распределба на време за пристап на мерните податоци ќе доведе до скратување на правото на пристап.

(6) ОЕПС на корисникот на мерни податоци ќе му додели право на самоотчитување со лозинка за пристап до броило и временски интервал во кој може да се врши комуникацијата.

(7) Обврска на корисникот е да користи лиценцирани апликации за комуникација и пренос на податоци. Единствено корисникот може да ги користи лозинките за пристап кои му ги доделил ОЕПС.

(8) ОЕПС има право на пристап до податоците од мерните системи на корисниците на преносниот систем.

(9) ОЕПС има обврска да обезбеди сигурност на податоците во регистрите на броилата, како и сигурност на базата на мерни податоци. Сите мерни податоци што се наоѓаат во мерниот систем мора да бидат заштитени од локален или далечински пристап по електронски пат, со соодветна лозинка.

10) ОЕПС нема овластување да ги менува податоците во регистрите на броилата, освен за времетраење на периодот кога се испитува броилото. За секоја интервенција врз броилото на терен, се сочинува записник кој ги содржи податоците за нерегистрирана или неточно регистрирана енергија.

## **V. РАБОТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ**

### **V.1. Планирање на работата на електроенергетскиот систем**

#### **V.1.1 Вовед**

##### **Член 136**

(1) Планирањето на работата на електроенергетскиот систем ги вклучува сите активности кои се превземаат пред управување во реално време.

(2) Активностите кои се однесуваат на планирање на работата на електроенергетскиот систем вклучуваат:

- подготовка на годишен, месечен и неделен план за работа на ЕЕС (производство и потрошувачка),
- подготовка на дневен план за работа на ЕЕС (производство и потрошувачка),
- подготовка на план за одржување на мрежата во преносниот систем и
- определување на прекуграничните преносни капацитети.

(3) Националниот модел на преносниот систем служи како основа за планирање на работата на електроенергетскиот систем за периодот кој се испитува, во согласност со планираното оптоварување на системот и планови за исклучување на елементите на преносниот систем и генераторите.

#### **V.1.2 Цели на процесот на планирање на работата**

##### **Член 137**

(1) Планирање на работата на електроенергетскиот систем е со цел:

- балансирање на планираното производство на генераторите или електраните со предвидената побарувачка на ниво на пренос (вклучувајќи ги и загубите),
- обезбедување доволна резерва на производството, земајќи ги во предвид испадите на поедините генераторски единици, делови на преносниот систем, како и на потрошувачите,
- исполнување на бараните стандарди за сигурност на системот во снабдување на потрошувачите со ЕЕ и
- поставување на процедури кои му овозможуваат на ОЕПС да спроведува хармонизација и оптимизација на програмите за производство и планираните прекини во преносниот систем.

#### **V.1.3 Општи карактеристики на плановите на работа на ЕЕС**

##### **Член 138**

(1) ОЕПС ја планира работата на електроенергетскиот систем со цел да се направи проценка за исполнување на предусловите за нормален погон на ЕЕС за планираните состојби за различни временски рамки.

(2) Плановите наведени во член 139 од овие Правила, ОЕПС ги подготвува врз основа на:

- соодветните планови за работа на корисниците на преносниот систем (планови за производство/потрошувачка на ЕЕ и плановите за исклучувања),
- плановите за исклучувања во преносниот систем,
- билатерални договори склучени со соседните ОЕПС-и,
- анализи на сигурноста на преносниот систем (анализа на испади (N-1), напонска стабилност, итн.) за целиот временски период на подготовка на планот и
- ниво на системски услуги потребни да се обезбедат критериумите на сигурност за погон на преносниот систем за целиот временски период на подготовка на планот.

#### **V.1.4 Годишни, месечни, неделни и дневни планови за работа на ЕЕС**

##### **Структура на плановите на работа на ЕЕС**

###### **Член 139**

(1) Годишните, месечните и неделните планови за работа на ЕЕС имаат општа структура која вклучува:

- план на побарувачката, производството и размената на ЕЕ,
- план за набавка на ЕЕ за покривање на техничките загуби во преносниот систем,
- побарувачка, производство и размена на ЕЕ во часот со највисоко оптоварување,
- план за обезбедување на примарна, секундарна и терциерна резерва и
- планови за исклучување на ЕЕС за карактеристични денови за разгледуваните временски периоди.

(2) ОЕПС одредува карактеристични денови за:

- годишни планови - зимски и летен карактеристичен ден, трета среда во јануари и јули во 10,30,
- месечни планови - трета среда во месецот и
- неделни планови – среда во неделата.

(3) ОЕПС може да одреди и други карактеристични денови за разгледуваните временски периоди во зависност од работните режими и актуелната состојба на ЕЕС.

##### **Можност за користење на системските услуги**

###### **Член 140**

(1) ОЕПС ги разгледува и утврдува можностите за користење на системските услуги врз основа на плановите за работа на ЕЕС за разгледуваните временски периоди.

##### **Предвидување на загубите во преносниот систем**

###### **Член 141**

(1) ОЕПС е должен да подготвува прогноза за загубите во преносниот систем врз основа на предвидувањето на производството, побарувачката и размената на ЕЕ и планираната конфигурација на преносниот систем.

(2) Во прогнозата на загубите во преносниот систем, ОЕПС мора да ги земе во предвид:

- Загубите во надземните водови, енергетските трансформатори и автотрансформаторите и
- Потрошувачката на електрична енергија за сопствените разводни постројки (трафостаници) и постројки напојувани од помошните трансформатори или од дистрибутивен систем

(3) ОЕПС најмалку еднаш годишно организира отворен повик за набавка на електрична енергија за покривање на загубите на електрична енергија во преносниот систем, заснован на транспарентен, недискриминаторен и пазарен принцип, врз основа на правила и критериуми претходно одобрени од Регулаторната комисија за енергетика.

(4) Правилата и критериумите од став 2 на овој член, ОЕПС е должен да ги достави до Регулаторна комисија за енергетика, најдоцна до 30 септември во тековната година, кои што Регулаторната комисија за енергетика е должна да ги одобри во рок од петнаесет (15) дена од приемот на истите.

## **Општи правила за размена на неопходните информации**

### **Член 142**

(1) Балансно Одговорната Страна (БОС) во име на корисникот на преносниот систем, има обврска да му ги достави на ОЕПС следните податоци:

- план за вкупна потрошувачка на активна ЕЕ,
- план за потрошувачка на активна ЕЕ на поединечните потрошувачи или групи на потрошувачи на посебно барање на ОЕПС,
- план за производство на активна ЕЕ во постројките поврзани на преносниот систем, т.е. во постројките поврзани на дистрибутивниот систем ако збирот на инсталираните моќности на генераторските единици надминува 5 MW, или збирно за постројките поврзани на дистрибутивниот систем чија сума на инсталирани моќности не надминува 5 MW,
- план за потрошувачка на помошните системи на генераторските единици,
- план за загуби во дистрибутивниот систем,
- план за набавка и снабдување со активна ЕЕ,
- планови за работа за карактеристичен ден на часовна резолуција (активна моќност на потрошувачка односно производство, исклучување на елементи од мрежата и др) и
- планови за расположливите капацитети за обезбедување на договорената услуга во системот.

(2) ОЕПС го определува форматот и временската рамка во кој се доставуваат плановите наведени во став (1) од овој член. ОЕПС има обврска да ги објави на својата интернет страница најмалку 30 дена пред крајниот рок за поднесување на податоци.

(3) ОЕПС има обврска да ги информира корисниците на преносниот систем за датумите кои се сметаат за карактеристични денови, најмалку 30 дена пред крајниот рок за поднесување на податоци кои се однесуваат на карактеристичниот ден.

(4) Врз основа на поднесените податоци, во процесот на подготовка на плановите за работа на ЕЕС, ОЕПС проверува дали се исполнети условите за нормална работа на ЕЕС.

(5) Доколку ОЕПС процени дека условите за нормална работа не се исполнети, ќе побара од БОС да спроведат соодветни корекции во поднесените оперативни планови и за тоа го информира ОПЕЕ.



(6) БОС имаат обврска да ги корегираат поднесените оперативни планови во согласност со барањето на ОЕПС и да достават корегирани планови.

(7) Доколку БОС не достават корегирани план согласно на барањето од ОЕПС, ОЕПС изготвува план и истиот го реализира. Евентуалните последици од реализацијата на ваквиот план се исклучиво на товар на БОС во име на корисниците.

## **Годишен план за работа на ЕЕС**

### **Член 143**

(1) ОЕПС има обврска да подготвува годишен план за работа на ЕЕС до 20 октомври во годината Г-1 за годината Г за која се донесува планот.

(2) ОЕПС спроведува редовна верификација, т.е. корекција на годишниот план за работа на ЕЕС секој 25-ти ден во месецот М-1, така што верификацијата, т.е. корекцијата на овој план се однесува на сите месеци од месецот М па се до крајот на годината.

(3) Годишниот план за работа на ЕЕС вклучува:

- план за побарувачката, производството и размената на ЕЕ,
- побарувачка, производство и размена на ЕЕ во врвна часовна потрошувачка,
- планови за работа на ЕЕС за карактеристични денови,
- план за нерасположивост на генераторските единици,
- планиран износ на нето преносен капацитет на годишно ниво,
- план за обезбедување на примарна, секундарна и терциерна резерва,
- план за набавка на ЕЕ за покривање на техничките загуби во преносниот систем и
- годишен план на исклучувања на елементите на ЕЕС.

(4) ОЕПС го определува форматот во кој треба да се достават податоците за подготовка на годишниот план и ги објавува на својата интернет страница најдоцна до 1-ви јули во годината Г-1 за годината Г за која се донесува планот за работа на ЕЕС.

(5) БОС имаат обврска да ги достават неопходните податоци во бараниот формат најдоцна до 1-ви октомври во годината која и претходи на годината за која се подготвува годишниот план за работа на ЕЕС.

(6) ОЕПС ги хармонизира наведените податоци со одговорните страни до 10-и октомври во годината Г-1 за годината Г за која се донесува планот за работа на ЕЕС.

(7) Во случај на промена на годишниот план на корисниците на преносниот систем, БОС имаат обврска да поднесат, до 20-иот ден во месецот М-1, корегирани годишен план за работа на корисникот на преносниот систем, кој се однесува на сите месеци од месецот М па до крајот на годината, така што делот на планот кој се однесува на месецот М мора да биде во согласност со веќе поднесениот месечен план за корисникот на преносниот систем.

## **Месечен план за работа на ЕЕС**

### **Член 144**

(1) ОЕПС го определува форматот во кој треба да се достават податоците за подготовка на месечниот план и ги објавува на својата интернет страница најдоцна до 10-от ден во месецот М-2 за месецот М.

(2) БОС имаат обврска да ги поднесат потребните податоци во бараниот формат најдоцна до 20-от ден во месецот М-2 за месецот М за кој месечниот план на ЕЕС се подготвува.

(3) ОЕПС подготвува месечен план за работа на ЕЕС до 25-от ден на месецот кој му претходи на месецот за кој се донесува планот.

(4) Месечниот план за работа на ЕЕС ги содржи сите елементи наведени за годишниот план, а се разликува во тоа што:

- планот за нето преносните капацитети се подготвува на дневна основа и
- планот за набавка на ЕЕ за покривање на загубите во преносниот систем се подготвува на часовна основа.

(5) Првата недела на месечниот план за работа на ЕЕС започнува во 00:00 часот на првиот ден на месецот и завршува во 24:00 часот на крајот на првата недела во месецот. Последната недела од месечниот план за работа на ЕЕС започнува во 00:00 часот во последниот понеделник во месецот и завршува во 24:00 часот на последниот ден на месецот.

(6) Другите недели во месечниот план за работа на ЕЕС започнуваат во понеделник во 00:00 часот и завршуваат во недела во 24:00 часот.

## **Неделен план за работа на ЕЕС**

### **Член 145**

(1) ОЕПС го определува форматот во кој мора да се поднесуваат потребните податоци за неделниот план и ги објавува на својата интернет страница.

(2) БОС имаат обврска да ги поднесат потребните податоци во бараниот формат најдоцна до среда во 12:00 во неделата која и претходи на неделата за која се прави неделниот план за работа на ЕЕС.

(3) ОЕПС го подготвува неделниот план за работа на ЕЕС секој четврток до 12:00 часот пред наредната недела.

(4) Неделниот план за работа на ЕЕС ги содржи сите елементи на месечниот план како и програмата за компензација на несаканите отстапувања на часовна основа.

## **Дневен план за работа на ЕЕС**

### **Член 146**

(1) ОЕПС го определува форматот во кој мора да бидат поднесени податоците за подготовка на Дневниот план.

(2) ОЕПС го подготвува Дневниот план за работа на ЕЕС до 16:00 часот секој ден за наредниот ден.

(3) Дневниот план за работа вклучува:

- план за потрошувачката на ЕЕ на часовна основа за секој квалификуван потрошувач и снабдувач,
- план за производство на ЕЕ за секоја електрична централа на часовна основа,
- план за преку-гранична размена на ЕЕ на часовна основа за секој учесник,
- план за превземање на ЕЕ за покривање на загубите во пренос на часовна основа,
- план за превземање на ЕЕ за покривање на програмите за компензација на часовна основа,
- план за расположливите преку-гранични капацитети на часовна основа,

- план за ангажирање на системски услуги на часовна основа од секој понудувач на системски услуги и
- план за исклучување на елементи од преносната мрежа.

## **V.1.5 Планови за исклучување во преносниот систем**

### **Општи правила за плановите за исклучување**

#### **Член 147**

(1) ОЕПС има обврска да подготвува годишни, месечни, неделни и дневни планови за исклучување на елементи од преносниот систем на 400 и 110 kV напонско ниво. Корисниците на преносниот систем подготвуваат планови за исклучување на елементите во деловите од системот кои се под нивна надлежност.

(2) ОЕПС ги подготвува конечните планови за исклучување на елементите од електроенергетскиот систем во координација со корисниците на преносниот систем и соседните ОЕПС.

(3) Плановите за исклучување вклучуваат работа во безнапонска состојба, во склад со правилата кои ги дефинираат мерките за безбедност при работа, на елементите од постројките со напон од 400 kV и 110 kV, како и елементите со понизок напон кои се интегрален дел на елементите кои се исклучуваат (терциерите на трансформаторите, неутралните точки на трансформаторите итн.). Плановите вклучуваат и други работи за кои е потребно исклучување на елементи од електроенергетскиот систем.

(4) ОЕПС има обврска да ги хармонизира исклучувањата во преносниот систем со оперативните планови на електричните центри со цел да се задржат условите за нормална и безбедна работа за време на исклучувањето.

(5) Процедурите за подготовка на плановите за исклучување, издавањето на одобрувања за исклучување на елементи од електроенергетскиот систем и примената на основните мерки за безбедност при работа на елементите во постројките, како и типот, формата и содржината на документите (барања, одобрувања, итн.) врз основа на кои се одобрува исклучувањето се определуваат од ОЕПС во соработка со корисниците на преносниот систем. Процедурите за подготовка на плановите за исклучување, формуларите врз основа на кои се одобрува исклучувањето и плановите за исклучување треба да бидат одобрени од Регулаторната комисија за енергетика и објавени на веб страната на АД МЕПСО.

### **Годишни планови за исклучување**

#### **Член 148**

(1) Годишниот план за исклучување ОЕПС го подготвува како план за исклучување за секој месец.

(2) Годишниот план за исклучување е базиран на:

- нацрт планот за ревизија и ремонт или изградба на објектите и постројките во преносниот систем,
- нацрт планот за ревизија и ремонт или изградба на генераторските единици и припадните разводни постројки и
- хармонизирианиот годишен план за исклучување на надземните водови и трансформатори кој е значаен за нормална работа на интерконекцијата на ENTSO-E во регионот на Југоисточна Европа.

(3) Хармонизираниот годишен план за исклучување на надземните водови и трансформатори кој е значаен за нормална работа на интерконекцијата на ENTSO-E во регионот на Југоисточна Европа се подготвува во согласност со одредбите од оперативниот прирачник на ENTSO-E (ENTSO-E Operational Handbook) до 20 ноември во годината Г-1 за планот за годината Г.

(4) Годишните нацрт планови за одржување на генераторите и нацрт плановите за исклучување на елементите и постројките на ОЕПС и на другите корисници на преносниот систем се поднесуваат до ОЕПС најдоцна до крајот на септември во годината Г-1 за планот за годината Г.

(5) Нацрт планот за исклучување за годината Г се подготвува од ОЕПС и се поднесува до корисниците на преносниот систем најдоцна до 30 ноември од годината Г-1.

(6) До 15 декември од тековната година, ОЕПС го објавува, на својата интернет страница, конечниот годишен план за исклучување за тековната година, во кој се наведени и корисниците на преносниот систем за кои сигурносниот критериум N-1 не е исполнет.

(7) ОЕПС има право да го измени годишниот план за исклучувања на сопствена иницијатива или по барање од корисниците на преносниот систем ако постојат оправдани причини и согласност од засегнатите корисници на преносниот систем. Измените се однесуваат на периодот кој почнува во моментот кога се јавува потреба за промена и трае до крајот на годината за која е усвоен планот за исклучување.

(8) Барањата за промена на датумот за исклучување на елементи од 400 kV напонско ниво, предвидени со годишниот план, треба да бидат поднесени од корисниците на преносниот систем до ОЕПС најдоцна до 25 од месецот М-2 за месецот М.

(9) Барањата за промена на датумот за исклучување на елементи од 110 kV напонско ниво, предвидени со годишниот план, треба да бидат поднесени од корисниците на преносниот систем до ОЕПС најдоцна до 20 од месецот М-1 за месецот М.

(10) Барањата за промена на датумот за одржување на генератори, предвидени со годишниот план, треба да бидат поднесени до ОЕПС најдоцна до 20 од месецот М-2 за месецот М.

(11) Пресметките за сигурност на работа на ЕЕС, ОЕПС ги прави врз основа на податоците за карактеристичниот ден наведен во Член 139 од овие Правила.

## **Месечен план за исклучување**

### **Член 149**

(1) Месечниот план за исклучување ОЕПС го подготвува за секој ден во месецот.

(2) Месечниот план за исклучување се подготвува врз база на годишниот план за исклучување и хармонизираните промени на годишниот план.

(3) До 25 од месецот М-1, ОЕПС го објавува, на својата интернет страница, конечниот месечен план за исклучување за месецот М, во кој се наведени и корисниците на преносниот систем за кои сигурносниот критериум N-1 не е исполнет.

(4) Пресметките за сигурност на работа на ЕЕС, ОЕПС ги прави врз основа на податоците за карактеристичниот ден наведен во Член 139 од овие Правила.

## **Неделен план за исклучување**

### **Член 150**

(1) Неделниот план за исклучување ОЕПС го подготвува за секој ден и секој час.

(2) Неделниот план за исклучување како дел од месечниот план за исклучување се корегира во согласност со одобрените барања за:

- продолжување на рокот за извршување на работите кои се во тек,
- извршување на работи кои се одложени врз основа на налози од диспечерскиот центар на ОЕПС,
- исклучувања заради реални или потенцијални дефекти или барања за интервенции и
- нови периоди за исклучувања за одложени или продолжени работи.

(3) За планираните исклучувања во неделниот план, кои не биле вклучени во месечниот план, а кои доведуваат до намалување на производство/потрошувачката на ЕЕ на корисниците, ОЕПС и засегнатите корисници се должни да се договарат за таквиот работен режим до среда до 15:00 часот во тековната недела за следната недела.

(4) Корисникот на електропреносниот систем е должен да се прилагоди кон договореното со ОЕПС најдоцна до четврток до 12:00 часот.

(5) Најдоцна до петок до 12:00 часот во тековната недела, ОЕПС го објавува, на својата интернет страница, конечниот неделен план за исклучување за наредната недела, во кој се наведени и корисниците на преносниот систем за кои сигурносниот критериум N-1 не е исполнет.

(6) Пресметките за сигурност на работа на ЕЕС, ОЕПС ги прави врз основа на податоците за карактеристичниот ден наведен во Член 139 од овие Правила.

## **Дневни планови за исклучување**

### **Член 151**

(1) Дневните планови за исклучување се подготвуваат врз основа на неделните планови за исклучување надополнети со одобрени барања кои се последица на тековни проблеми во користење на преносниот систем.

(2) Најдоцна до 15:00 часот во тековниот ден, ОЕПС го подготвува планот за исклучување за наредниот ден.

(3) ОЕПС ги информира засегнатите корисници на преносниот систем за кои сигурносниот критериум N-1 не е исполнет, усно или по факс или со електронски средства. ОЕПС е должен ваквите исклучувања да ги реализира во што е можно пократок временски рок.

(4) Пресметките за сигурност на работата на ЕЕС за следниот ден, ОЕПС ги прави врз основа на податоците од минатиот ден.

## **Поднесување и одобрување на барањата за исклучување**

### **Член 152**

(1) ОЕПС е должен да состави формулар кој се користи во процедурата за поднесување и одобрување на барањата за исклучување.

(2) ОЕПС и корисниците на преносниот систем годишно ја ажурираат листата на компетентни лица со право да доставуваат формулари до 1 март од тековната година.

(3) Корисниците на преносниот систем имаат обврска да поднесуваат барања за исклучувања поради планирани работи до ОЕПС до среда до 15:00 часот од тековната недела за следната недела.

(4) Одобрување за исклучување заради планирани работи се издава од ОЕПС на корисникот кој го доставил Барањето до петок до 12:00 од тековната недела за планирани исклучувања за следната недела.

(5) Итни исклучувања се применуваат со цел да се избегнат можни вонредни ситуации кои ја загрозуваат безбедноста на персоналот во постројката, безбедната работа на елементите или постројките од преносниот систем, електроенергетскиот систем на Македонија и на соседните електроенергетски системи.

(6) Барањата за итни исклучувања на елементи или постројки од преносниот систем се поднесуваат до ОЕПС веднаш штом ќе се идентификува проблемот. ОЕПС го дава својот одговор во најкусо можно време.

## V.1.6 Анализа на сигурност

### Член 153

(1) Во процесот на оперативно планирање, при анализата на сигурност на ЕЕС, ОЕПС го зема во предвид исполнувањето на сигурносниот критериум N-1.

(2) Принципот на сигурносниот критериум N-1 во оперативното планирање (како и во работењето во реално време) ги подразбира следните барања:

- во процесот на планирање, ОЕПС мора да обезбеди во сите работни услови со единечен испад (не вклучувајќи го едновременото исклучување на двата система на двосистемски вод) на кој било елемент (генератор, трансформатор, надземен вод, компензатор итн.) нема да доведе до оперативни ограничувања во сопствената и/или во соседните контролни области (надминување на струјни ограничувања, вредности на напони итн.) ниту да предизвика прекин во напојувањето со ЕЕ,
- во случај на испад на некој елемент на системот, дури и ако тој испад не ја загрозува работата на системот, ОЕПС мора да ја подеси конфигурацијата на системот така што исполнувањето на критериумот N-1 се постигне во најкус временски период, затоа што испад на друг елемент во време кога се прави интервенција на првиот испаднат елемент може да го загрози интегритетот на целиот електроенергетски систем,
- ОЕПС има право повремено да отстапи од сигурносниот критериум N-1 ако тоа е потребно поради одржување и инвестиции во системот, градежни работи и други активности,
- со цел да се задоволи сигурносниот критериум N-1 за време на интервенции на елементи во системот, ОЕПС има право да ги прекине комерцијалните трансакции и привремено да ги промени оперативните планови на корисниците, согласно со Член 212, став (4) од овие Правила,
- сигурносниот критериум N-1 се исполнува во соработка со соседните системи врз основа на претходни договори помеѓу одговорните страни. Ова вклучува планирање на исклучувањата на елементите кои имаат влијание на работата на соседните системи, како и размена на сите потребни информации за пресметки базирани на критериумот N-1,
- при верификацијата на исполнетоста на критериумот N-1, ОЕПС има обврска да ги земе предвид дозволените оптоварувања или преоптоварувања на елементите на системот онака како што тие се дефинирани со заштитните уреди на тие елементи и
- при планирањето на мерките за исполнување на критериумот N-1, ОЕПС се раководи според технички и економски фактори, при што ја зема во предвид веројатноста да се случи испитуваниот настан, последиците од тој настан како и трошоците за превенција, односно спречување на проширување на пореметувањето во системот.

(3) ОЕПС прави пресметки за сигурноста на ЕЕС со проверка на исполнетоста на критериумот N-1 (дефиниран во член 26) со цел да ги процени последиците од испадите во мрежата во однос на состојбата N. Состојбата N е одредена преку пресметки на тековите на моќност врз основа на соодветно множество на податоци добиени за време на процесот на планирање. ОЕПС мора да направи симулација во состојбата N-1 за сите испади кои се претходно дефинирани во листата на испади.

(4) ОЕПС има обврска да ја верифицира техничката остварливост на програмата за размена во однос на сигурната и стабилната работа на ЕЕС со цел да се определат можните технички ограничувања (загушувањата во преносниот систем и ограничувањата во набавката на системски услуги).

### **V.1.7 Годишни, месечни и неделни планови за прекуграничните преносни капацитети**

#### **Член 154**

(1) Годишните, месечните и неделните планови за прекугранични капацитети претставуваат проценети или пресметани максимални вредности на размените на моќност на границите на ОЕПС со соседните ОЕПС кои се на располагање на корисниците на преносните системи.

(2) Пресметката на прекуграничните преносни капацитети ОЕПС ги прави во согласност со тековните препораки од ENTSO-E со цел да се постигне максимална искористеност на интерконективните ресурси, едновременно почитувајќи го критериумот за доверлива работа на електроенергетскиот систем.

### **Општи правила за определување на прекуграничниот преносен капацитет**

#### **Член 155**

(1) Прекуграничните преносни капацитети се планираат врз основа на следните влезни податоци:

- планот за потрошувачка на активна ЕЕ во електроенергетскиот систем на Република Македонија и во електроенергетските системи во регионот,
- планот за производство на активна ЕЕ во постројките поврзани на преносниот систем или постројките поврзани на дистрибутивниот систем ако сумата на инсталирани моќности на генераторите надминува 5 MW или кумулативно за постројки поврзани на дистрибутивниот систем ако сумата на инсталирани моќности на генераторите не надминува 5 MW, во електроенергетскиот систем на Република Македонија и во електроенергетските системи во регионот,
- планот за набавка и снабдување на активна ЕЕ на ниво на електроенергетскиот систем на Република Македонија и во електроенергетските системи во регионот, и
- плановите за исклучувања на елементи од преносниот систем на Република Македонија и земјите во регионот.

(2) Сите горенаведени планови се однесуваат на хармонизирани репрезентативни работни режими и вклучуваат податоци за активна и реактивна моќност, напонски нивоа и топологија на мрежата, кои се потребни за формирање на конвергентен математички модел на електроенергетскиот систем.

(3) ОЕПС ги обезбедува потребните податоци за електроенергетскиот систем на Република Македонија кои се неопходни за пресметка/проценка на вредностите на прекуграничните преносни капацитети, како што е наведено во став 1 од овој член. Начинот на кој се

разменуваат податоците со ОЕПС во регионот е дефинирана од страна на ОЕПС во соработка со соседните ОЕПС.

(4) ОЕПС има право, за одреден период, да го додели правото за пресметка и/или алокација на расположливите прекугранични преносни капацитети на заедничко тело формирано на регионално ниво, ако договорената процедура за пресметка и/или алокација на расположливите прекугранични преносни капацитети обезбедува одржување на нивото на доверлива работа на електроенергетскиот систем на Македонија и оптимално искористување на расположливите преносни ресурси.

## **Вредност на прекуграничните преносни капацитети на годишно ниво**

### **Член 156**

(1) ОЕПС ја одредува вредноста на прекуграничните преносни капацитети на годишно ниво во рокот зададен во "Правилата за распределба на прекугранични преносни капацитети" кои ОЕПС има обврска да ги објави на својата интернет страница.

(2) Годишните вредности на прекуграничните преносни капацитети се утврдуваат за секоја граница на електроенергетскиот систем на Република Македонија со соседните електроенергетски системи за двете насоки. Пресметките се прават врз основа на податоците специфицирани во Член 155, став (1) од овие Правила или се проценуваат врз основа на статистички податоци за минималната вредност на граничниот преносен капацитет за соодветни режими во претходниот петогодишен период.

(3) Годишните вредности на прекуграничниот преносен капацитет се хармонизираат со соодветните соседни ОЕПС, на начин и рокови дефинирани во билатерални договори помеѓу ОЕПС и соседни ОЕПС.

(4) ОЕПС го објавува календарот на активности за доделување на прекугранични преносни капацитети на годишно ниво на својата интернет страница најдоцна до 1. декември за следната година.

## **Вредност на прекуграничните преносни капацитети на месечно ниво**

### **Член 157**

(1) ОЕПС ја одредува вредноста на прекуграничните преносни капацитети на месечно ниво во рокот зададен во "Правилата за распределба на прекугранични преносни капацитети" кои ОЕПС има обврска да ги објави на својата интернет страница.

(2) Месечните вредности на прекуграничните преносни капацитети се утврдуваат за секоја граница на електроенергетскиот систем на Македонија со соседните електроенергетски системи за двете насоки. Пресметките се прават врз основа на податоците специфицирани во Член 155, став (1) од овие Правила.

(3) Доколку веќе доделените капацитети на годишно ниво ги надминуваат пресметаните вредности на месечните прекугранични преносни капацитети на одредена граница во одредена насока, ОЕПС има право да ги суспендира правата за пренос на дел од корисниците сè додека вкупниот доделен капацитет не стане еднаков на вредноста добиена преку пресметките на месечно ниво.

(4) Месечните вредности на прекуграничните преносни капацитети се хармонизираат со соодветните соседни ОЕПС, на начин и рокови дефинирани во билатералните договори помеѓу ОЕПС и соседните ОЕПС.

(5) ОЕПС го објавува календарот на активности за доделување на прекугранични преносни капацитети на месечно ниво на својата интернет страница најдоцна една недела пред спроведувањето на аукцијата.



## **Вредност на прекугранични преносни капацитети на неделно ниво**

### **Член 158**

(1) ОЕПС ја одредува вредноста на прекуграничните преносни капацитети на неделно ниво во рокот зададен во "Правилата за распределба на прекугранични преносни капацитети" кои ОЕПС има обврска да ги објави на својата интернет страница.

(2) Неделните вредности на преку-граничните преносни капацитети се хармонизираат со соодветните соседни ОЕПС, на начин и рокови дефинирани во билатералните договори помеѓу ОЕПС и соседните ОЕПС.

(3) ОЕПС го објавува календарот на активности за доделување на прекугранични преносни капацитети на неделно ниво.

## **V.2. Системски услуги**

### **V.2.1 Вовед**

#### **Член 159**

(1) ОЕПС е должен да набави системски услуги неопходни за сигурна работа на електроенергетскиот систем, земајќи ги предвид сите планирани исклучувања, испади поради дефекти и одржување на фреквентната и напонската стабилност на системот.

(2) Процедурите за обезбедување на резерва за секундарна и терциерна регулација се дадени во рамките на *ПРИЛОГ 13 – МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ОДРЕДУВАЊЕ НА ГОЛЕМИНАТА НА СЕКУНДАРНА И ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА*

(3) Под системски услуги се подразбира:

- примарна регулација,
- секундарна регулација,
- терциерна регулација,
- регулација на напон и
- способност на генераторите за "black start".

### **V.2.2 Цели**

#### **Член 160**

(1) Обезбедувањето на системските услуги е со цел:

- да се обезбеди сигурен, стабилен и квалитетен пренос на електричната енергија преку преносниот систем на Република Македонија, на недискриминаторен и транспарентен начин
- рамнотежа помеѓу производството и увозот на моќност/енергија од една страна и потрошувачката (вклучувајќи ги загубите) и извозот од друга страна и
- пренос на електрична енергија со одреден квалитет во согласност со препораките на ENTSO-E.

## V.2.3 Општи одредби

### Член 161

(1) ОЕПС ги обезбедува и користи системските услуги земајќи ги предвид минималните трошоци и техничките спецификации.

(2) ОЕПС обезбедува системски услуги преку:

- договори за системски услуги со домашни произведувачи и другите корисници на преносниот систем и
- договори за системски услуги со други ЕЕС.

(3) Набавката на системски услуги се прави во согласност со важечките законски одредби и *ПРИЛОГ 13 – МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ОДРЕДУВАЊЕ НА ГОЛЕМИНАТА НА СЕКУНДАРНА И ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА*

## V.2.4 Регулација на фреквенцијата и моќност

### Член 162

(1) Регулацијата на фреквенцијата и моќност се прави со:

- примарна регулација - автоматски одзив на производните единици кои учествуваат во примарната регулација на фреквенција,
- секундарна регулација - автоматски одзив на производните единици кои работат во режим на автоматска секундарна регулација на фреквенцијата и моќност,
- терциерна регулација - ангажирање на производни единици по инструкции на ОЕПС, автоматски или мануелно
- управување со размената на моќност на интерконективните водови,
- корекција на синхроното време преку координација на поставената вредност на фреквенцијата која се прави од ОЕПС и регионалниот координативен центар или диспечерски центар на ENTSO-E и
- управување со потрошувачката согласно Член 201 од овие Правила

## Критериуми

### Член 163

(1) При регулација на фреквенција важат следните ограничувања:

- номиналната фреквенција во ЕЕС на Република Македонија е 50,00 Hz, или во периоди кога фреквенцијата е подесена на 49,99 Hz или 50,01 Hz, по инструкција на компетентен центар (центар на контролен блок),
- при работа во интерконекција максимално дозволеното отстапување на фреквенцијата од номиналната вредност во квази стационарна состојба е  $\pm 180$  mHz. Под претпоставка дека не постои регулационен ефект на потрошувачката, максималното дозволено отстапување е  $\pm 200$  mHz. По отстапување поголемо од  $\pm 200$  mHz мора да биде активирана комплетната примарна регулација во рамките на синхроната зона на ENTSO-E - континентална Европа,
- при работа во интерконекција максимално дозволеното динамичко отстапување на фреквенцијата од номиналната вредност не смее да надмине  $\pm 800$  mHz,

- примарната регулација делува ако отстапувањето на фреквенцијата е поголемо од  $\pm 20\text{mHz}$  (овој опсег води сметка за неосетливоста на регулаторите и точноста на мерењето на фреквенцијата), и
- потфреквентната заштита, која се активира кога фреквенцијата ќе достигне вредност од  $49,00\text{ Hz}$ , согласност со барањата на ENTSO-E.

## Примарна регулација

### Член 164

(1) Примарната регулација на фреквенција делува преку регулаторите на брзина на турбината кои го следат отклонувањето на фреквенцијата од номиналната вредност поради дебаланс на производството и потрошувачката во синхронно интерконетирани системи.

(2) ОЕПС е должен да прави проценка на перформансите на примарната регулација во рамките на својата контролна област и превзема мерки за усогласување на примарната регулација со барањата наведени во овие Правила.

(3) Примарната регулација на ниво на целата интерконекција мора да неутрализира моментален дебаланс помеѓу производството и потрошувачката во износ од  $3000\text{ MW}$  кој е дефиниран како референтен инцидент во ENTSO-E

(4) При работа во интерконекција секоја контролна област придонесува во примарната регулациона резерва во согласност со учеството на сопственото производство во однос на вкупното производство во целата интерконекција.

(5) ОЕПС е должен да го примени определениот коефициент на учество на генераторите кои обезбедуваат примарна регулација. Коефициентите на учество се определуваат и објавуваат годишно од страна на ENTSO-E (System frequency subgroup) за секоја контролна област. Коефициентите на учество во примарната регулација се обврзувачки за секоја контролна област за соодветната календарска година.

(6) Примарната регулација мора да биде активирана неколку секунди по настанувањето на пореметувањето. Примарната резерва мора да биде комплетно активирана во период кој не е подолг од 30 секунди.

(7) Примарната резерва мора комплетно да биде активирана при отстапување на фреквенцијата од  $\pm 200\text{mHz}$  или повеќе во квази-стационарна состојба.

(8) Примарната регулација се активира ако отстапувањето на фреквенцијата е поголемо од  $\pm 20\text{mHz}$ . Овој опсег ги зема предвид грешките во мерењето на фреквенцијата во системот за регулација на брзината на генераторите и зоната на нечувствителност (мртвата зона) на турбинскиот регулатор.

(9) Примарната регулација на моќност ја обезбедуваат генераторите кои се технички опремени за извршување на оваа функција.

(10) Карактеристиките на регулациониот систем и оперативните барања кои мора да бидат исполнети од генераторите кои учествуваат во примарната регулација се дефинирани во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација* од овие Правила и тие се дефинирани во делот од Договорот за користење на преносна мрежа кој се однесува на обезбедувањето на моќност за примарна регулација.

(11) ОЕПС определува кои генератори се вклучени во примарната регулација врз основа на планот за производство на електричните централи и барањата за безбедна работа на системот.

## Секундарна регулација

### Член 165

- (1) Функциите на секундарната регулација на фреквенцијата и размената на активна моќност се:
  - враќање на фреквенцијата на нејзината зададена вредност,
  - реализација на планираните програми за размена помеѓу контролната област на Република Македонија и соседните контролни области,
  - замена на примарната регулација на фреквенцијата на таков начин што резервата од примарната регулација која се активирала претходно, повторно ќе биде на располагање и
  - корекција на синхроното време.
- (2) При работа во интерконекција ОЕПС ги применува оперативните упатства на ENTSO-E кои се однесуваат на секундарната регулација.
- (3) Точноста на мерењето на фреквенцијата во секундарната регулација мора да биде поголема од 1,5 mHz.
- (4) Точноста на мерењето на активната моќност за секундарна регулација мора да биде во согласност со одредбите дадени во Членовите од 104 до 106 од овие Правила.
- (5) Секундарната регулација ја враќа фреквенцијата на 50,00 Hz освен во периоди кога се прави корекција на синхроното време кога зададената фреквенција може да биде 49,99 Hz или 50,01 Hz.
- (6) При работа во интерконекција на ЕЕС на Република Македонија, во согласност со упатствата на ENTSO-E, минималната препорачана вредност на секундарната резерва која треба да ја обезбеди ЕЕС на Република Македонија со цел да се регулираат варијациите на потрошувачката е:

$$R = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b$$

каде што:

R- препорака за резерва за секундарна регулација,

$L_{\max}$  - максимална очекувана потрошувачка и

a и b – емпириски константи ( a= 10 ; b=150 )

- (7) Максималната очекувана потрошувачка ( $L_{\max}$ ) се одредува согласно *ПРИЛОГ 13 – МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ОДРЕДУВАЊЕ НА ГОЛЕМИНАТА НА СЕКУНДАРНА И ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА*
- (8) ОЕПС има право да определи поголема вредност на резервата за секундарна регулација врз основа на сопствени проценки ако тоа е неопходно за реализација на сите наведени функции на секундарната регулација.
- (9) Под определени работни услови функциите на секундарната регулација се различни од функциите во нормални работни услови:
  - регулација на фреквенција – во случај на островски (изолиран) начин на работа кога сите интерконективни водови на контролната област/блок не се во функција (на пример по големи пореметувања контролната област не е поврзана со остатокот на синхроната зона), програмите за размена не може да бидат спроведени и во тој случај со секундарната регулација се регулира единствено фреквенцијата,

- регулација на размена на активна моќност – само во случај кога мерењето на фреквенција не функционира, програмата за размена на активна моќност на интерконективните водови ќе биде нагодена автоматски или рачно од ОЕПС, и
- замрзната регулација – во несигурни работни услови регулацијата може да биде замрзната од страна на ОЕПС заради оценка на состојбата. Во ваква ситуација зададените вредности на секундарниот регулатор не се менуваат. Секундарниот регулатор ќе остане во пасивен начин на работа со замрзнати зададени вредности и програмите за размена не се регулираат се додека регулацијата не стане активна.

(10) Регулационата моќност за секундарната регулација се обезбедува од електричните центри кои се технички опремени за извршување на оваа функција и имаат договор со ОЕПС за обезбедување на секундарна регулација. Користењето на секундарна регулација се извршува автоматски преку соодветните уреди на ОЕПС.

(11) Параметрите на регулациониот систем и оперативните барања кои мора да бидат исполнети од генераторите кои учествуваат во секундарната регулација се дефинирани во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Секундарна регулација* од овие Правила.

(12) ОЕПС има право да обезбеди резерва за секундарна регулација надвор од границите на својата контролна област во износ не поголем од 34% од вкупната вредност на резерва за секундарна регулација во рамките на својата област. Дополнително, ОЕПС е должен да обезбеди константен дел во износ од 50% од вкупната резерва за секундарна и терциерна регулација во рамките на својата контролна област.

(13) ОЕПС ја определува резервата за секундарна регулација врз основа на потребите за балансирање на електроенергетскиот систем на Р.Македонија.

## **Терциерна регулација**

### **Член 166**

(1) Терциерната регулација е било која автоматска или рачна промена на работна точка на генераторските единици и/или потрошувачи кои учествуваат во обезбедување на терциерна резерва.

(2) Терциерната регулација првенствено се користи за да се ослободи секундарната регулациона резерва по големи пореметувања со цел да се обнови системската фреквенција.

(3) ОЕПС е должен да обезбеди резерва за терциерна регулација за да ја неутрализира најголемата очекувана загуба на моќност (генераторски единици, инјектирана моќност или потрошувачка) во контролната област на ОЕПС.

(4) Резервата за терциерна регулација ОЕПС може делумно да ја обезбеди од соседен електроенергетски систем преку Договор за обезбедување на терциерна резерва.

(5) ОЕПС е должен да обезбеди константен дел во износ од 50% од вкупната резерва за секундарна и терциерна регулација во рамките на својата контролна област.

(6) Резервата за терциерна регулација ОЕПС ја активира со промена на зададените моќности на генераторите или со промена на превземањето од страна на потрошувачите во рамките на својата контролната област. Резервата за терциерна регулација која е обезбедена надвор од границите на контролната област се активира со предефинирање на програмата за размена со соодветните контролни области.

(7) Резервата за терциерна регулација се активира најдоцна во рок од 15 минути по настанувањето на пореметувањето.

(8) Активирањето на терциерната регулациона резерва мора да биде доволно за да се обезбеди енергија се додека не се елиминира пореметувањето поради кое се активирала терциерната регулација.

(9) Резервата за терциерна регулација се обезбедува од електричните центри или потрошувачи кои се технички опремени за извршување на оваа функција и имаат договор со ОЕПС за обезбедување на резерва за терциерна регулација.

(10) Параметрите на регулациониот систем и оперативните барања кои мораат да бидат исполнети од генераторите кои учествуваат во терциерна регулација се дефинирани во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Терциерна регулација*

(11) Параметрите на регулациониот систем и оперативните барања кои мораат да бидат исполнети од потрошувачите кои можат да учествуваат во терциерна регулација се одредуваат врз основа на нивните техничко-технолошки карактеристики.

(12) ОЕПС ја определува резервата за терциерна регулација врз основа на потребите за балансирање на електроенергетскиот систем на Република Македонија.

## **Синхроно време**

### **Член 167**

(1) За време на паралелната синхрона работа на ЕЕС на Република Македонија во европската интерконекција, ENTSO-E ја надгледува разликата помеѓу синхроното време и референтното актуелно време и прави негови корекции. Корекциите на синхроното време се наложуваат за да може промените во зададената вредност на фреквенцијата да се одржуваат во дефиниран период. ОЕПС ја имплементира оваа вредност како промена во параметрите на системот за автоматска секундарна регулација.

## **V.2.5 Регулација на напон и реактивна моќност**

### **Член 168**

(1) ОЕПС е одговорен за регулација на напонот како системска услуга со цел пренос и напојување со квалитетна ЕЕ.

(2) Напоните во целиот систем мора да се држат во рамките на специфицираните граници поради следните причини:

- компатибилност на вредноста на напонот со номиналните вредности на напонот на опремата,
- да се одржуваат напонски нивоа кај корисниците во рамките на договорените граници,
- да се гарантира доверливост на системот и да се избегне напонски колапс и
- да се одржи напонска стабилност.

(3) Дозволените интервали за напоните се:

- интервал на нормални напони,
- граници за исклучително низок напон и
- граници за исклучително висок напон.

Дозволените интервали се прикажани на Слика 1.



Слика 1 – Принцип за дефинирање на интервалите за напони

(4) Дозволените интервали за напони за напонските нивоа во ЕЕС на Република Македонија во нормални и работни режими со пореметувања се дадени во Табелата 3.

Табела 3– Дозволените интервали за напоните во преносниот систем

Напонско ниво	Интервал за напони во нормални услови [kV]		Краткотрајни интервали на исклучително ниски напони во режими со пореметувања [kV]		Краткотрајни интервали на исклучително високи напони во режими со пореметувања [kV]	
	Неограничено		30 минути	60 минути	60 минути	60 минути
110	99	122.65	88 – 93.5	93.5 - 99	122.65–126.5	
400	360	420	320 - 340	340 - 360	420 – 435	435-440

(5) ОЕПС има обврска во соработка со соседните ОЕПС да учествува во регулацијата на напони така што прекуграничните текови на реактивна енергија бидат сведени на минималне вредности.

(6) ОЕПС е должен да ги регулира тековите на реактивни моќности со цел да се одржат напоните во дозволените интервали кај сите постројки и минимизираат загубите на реактивна моќност во сопствената контролна област.

(7) ОЕПС обезбедува уреди за компензација на реактивна моќност и единици кои можат да произведуваат реактивна моќност во приклучените електрични центри преку потпишување на соодветни договори.

(8) Секоја производна единица согласно нејзините технички карактеристики мора да работи во дефиниран оперативен интервал со различен фактор на моќност според одредбите од ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.2.3 Регулирање на реактивната моќност од овие Правила. Производителот е должен, за секоја генераторска единица, да достави до ОЕПС погонска карта во која ќе бидат вклучени детали за потенцијални ограничувања во начинот на работа.

(9) ОДС и потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа се должни да превземаат реактивна моќност/енергија со фактор на моќност кој не е помал од 0,9.

(10) Условите за превземање на реактивна моќност/енергија со фактор на моќност помал од 0,9 се договараат помеѓу ОЕПС и корисникот во Договорот за користење на преносна мрежа.

(11) ОЕПС избира корисник кој обезбедува реактивна моќност врз основа на технички критериуми, принципот на минимални трошоци и способноста за обезбедување на реактивна моќност во одделни делови од системот.

(12) ОЕПС ги спроведува следните управувачки акции со издавање инструкции до корисниците на системот за да се обезбедат задоволителни напонски профили во системот и да се задржи доволна резерва на реактивна моќност:

- намалување или зголемување на производството на реактивна моќност кај генераторските единици (MVar) во точката на приклучување на преносниот систем. Инструкцијата е задолжителна освен во случај кога нејзината реализација ја загрозува стабилната работа на производната единица,
- зададените напонски нивоа на генераторските единици мораат да бидат достигнати во точката на приклучување на преносниот систем,
- нагудување на преносните односи кај трансформаторите,
- вклучување и исклучување на компензатори на напон,
- намалување на напонот,
- промена на топологијата на мрежата и
- инструкции за ОДС и потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа да постигнат преземање на ЕЕ со фактор на моќност од 0,95.

## **V.2.6 Повторно воспоставување на електроенергетски систем по распад**

### **Член 169**

(1) Самостојно воспоставување на напојувањето (Black start) е дефинирано како способност на генераторската единица која е исклучена од системот да се врати во погон и да почне да испорачува моќност без помош од електроенергетскиот систем.

(2) ОЕПС ја активира и спроведува системската услуга на генераторска единица предвидена за самостојно воспоставување на напојувањето (Black start).

(3) Генераторските единици кои можат самостојно да го обноват напојувањето мора да бидат секогаш на располагање и да ги имаат процедурите за старт од безнапонска состојба како и оспособен персонал кој може да ги изврши тие процедури.

(4) Производителите кои поседуваат генераторски единици способни самостојно да го обноват напојувањето мора да прават функционални проверки најмалку еднаш годишно. Резултатите од тестовите се должни да ги доставуваат до ОЕПС.

(5) ОЕПС ја обезбедува системската услуга за обновување на ЕЕС со помош на генераторски единици кои можат самостојно да стартуваат од безнапонска состојба со потпишување на соодветен договор со производителите.



## V.3. Управување со ЕЕС

### V.3.1 Вовед

#### Член 170

(1) ОЕПС го спроведува управувањето со ЕЕС според следните принципи:

- одржување на нормален погон на ЕЕС со користење на сите расположливи мерки за брзо отстранување на пречките, намалување на последиците од истите и доведување на ЕЕС повторно во нормален погон,
- обезбедување доверлива испорака/прием на квалитетна ЕЕ до корисниците на преносниот систем,
- оптимално искористување на расположливите преносни капацитети и
- принципот на минимални трошоци при погон на ЕЕС.

(2) Управувањето со ЕЕС во реално време подразбира реализација на планирани погонски режими земајќи ги во предвид општите принципи искажани во главата *Планирање на работата на електроенергетскиот систем* од овие Правила.

### V.3.2 Цели

#### Член 171

(1) Со спроведување на процедурите и преземањето на соодветните управувачки акции ОЕПС обезбедува сигурна и доверлива работа на ЕЕС на Република Македонија и испорака/прием на квалитетна ЕЕ.

### V.3.3 Управување при нормална погонска состојба

#### Член 172

(1) За управување при нормална погонска состојба ОЕПС ги извршува следните активности:

- следење на погонот на ЕЕС според усогласениот дневен план,
- активирање на системските услуги како регулација на фреквенцијата и напонот,
- комуникација помеѓу Оперативниот Водител на ЕЕС во Диспечерскиот центар на ОЕПС, оперативните екипи во преносниот систем и постројките на корисниците, и операторите на соседните преносни системи заради:
  - надзор на погонот на ЕЕС,
  - надзор на состојбата на примарната и секундарната опрема и помошните постројки во преносниот систем,
  - спроведување манипулации со расклопната опрема,
  - избор на управувачки режим, локално или далечински,
  - регистрирање на износите на погонските параметри, алармните и позиционите сигнали, сигналите на системот за заштита и нивото на пречки,
  - координација на одделите за управување и одржување и
  - размена на други податоци неопходни за управување.

## Надзор на погонот на ЕЕС

### Член 173

(1) ОЕПС врши надзор на погонот на ЕЕС со следните информации во реално време:

- фреквенцијата на системот,
- напоните на собирниците во постројките на преносната мрежа,
- тековите на активна и реактивна моќност во преносниот систем,
- управување со грешката на контролната област,
- приказ на сигналите и алармите во постројките на преносната мрежа и на корисниците,
- активната и реактивната моќност на производните единици,
- статусите на расклопната опрема,
- позиција на регулационата склопка на трансформаторите и
- алармите и сигналите за исправноста на мерените големини, работата на заштитните уреди, телекомуникацискиот статус, итн.

(2) ОЕПС врши надзор на погонските параметри на преносниот систем со користење на:

- SCADA/EMS систем во Диспечерскиот центар на ОЕПС,
- локалните системи за управување и надзор во постројките на ОЕПС и корисниците и
- информациите добиени со други средства на комуникација со постројките на преносниот систем, постројките на корисниците и операторите на соседните преносните системи.

## Инструкции

### Член 174

(1) Диспечерскиот центар на ОЕПС е овластен да издава диспечерски инструкции на корисниците на преносниот систем при управување во нормални погонски услови за:

- работа на комутационата (расклопната) опрема во преносниот систем,
- активирање на системските услуги,

(2) Диспечерскиот центар на ОЕПС ги издава инструкциите усно. Инструкциите мора да се снимаат на гласовен снимач или да бидат потврдени во писмена форма, или било кој друг начин според интерните процедури на ОЕПС и со Договорот за користење на преносна мрежа помеѓу ОЕПС и корисникот.

(3) Оперативните екипи во преносниот систем и постројките на корисниците се должни да ги спроведуваат инструкциите издадени од Диспечерскиот центар на ОЕПС.

(4) По исклучок, во случај издадената инструкција од страна на Диспечерскиот центар на ОЕПС да го доведува во опасност персоналот или ја изложува на опасност постројката, подредениот персонал, оперативните екипи во преносните постројки и/или персоналот во управувачките центри на корисниците на преносниот систем, можат да не ја спроведат таквата наредба, со тоа што имаат обврска да дадат образложение за неспроведувањето. Персоналот, во таков случај, има слобода да му предложи управувачки акции на Диспечерскиот центар на ОЕПС, врз основа на расположливи податоци и информации, носејќи ја секоја одговорност за точноста на таквите податоци.

## **Внатрешно-дневни модификации на дневниот план за работа на ЕЕС**

### **Член 175**

(1) БОС имаат право да побараат внатрешно-дневни модификации на било кој дел од планот содржан во Дневниот план за работа на ЕЕС подготвен според Член 146 од овие Правила. ОЕПС врши верификација дали со Барањето за промена:

- се загрозени претходно дефинираните услови за нормален погон на ЕЕС,
- се попречени активностите на пазарот на ЕЕ и
- е загрозен пристапот кон преносниот систем на други корисници на преносниот систем.

(2) ОЕПС има право да го одбие Барањето за промена доколку еден од условите наведени во став (1) од овој член е исполнет. Во тој случај ОЕПС има право да предложи други акции во соработка со корисникот на преносниот систем, за да се справи со ситуацијата која предизвикала промени во Дневниот план.

(3) ОЕПС има право, во случај на значителни отстапувања од планираната потрошувачката, расположливоста на капацитетите на производството или преносот, да го промени Дневниот план за работа на ЕЕС според договорените услуги на системот и другите мерки наведени во Член 146 на овие Правила.

## **Извршување на работите во преносната мрежа**

### **Член 176**

(1) Процедурата според која се извршуваат работите во преносниот систем ги опфаќа следниве активности:

- размена на информации според Член 138 на овие Правила за било какви планирани или итни работи и/или манипулации во преносот и постројките на корисникот според Договорот за користење на преносната мрежа,
- инструкции издадени од Диспечерскиот центар на ОЕПС за извршување на манипулациите според Член 178 на овие Правила,
- потврда на извршените манипулации од страна на оперативниот персонал на должност во постројките на преносниот систем и на корисникот и
- информации издадени од Диспечерскиот центар на ОЕПС или оперативниот персонал на должност во постројките на преносниот систем или на корисникот за работите за одржување на водовите, проследени со потврда за извршените манипулации.

(2) Врз основа на барања за исклучување според дневниот план и итни исклучувања, ОЕПС врши исклучување на елементите од ЕЕС.

## **Пријавување на работа за одржување во преносниот систем**

### **Член 177**

(1) ОЕПС и корисниците се должни да разменуваат навремени информации на доверлив начин за сите планирани или итни исклучувања во преносниот систем.

(2) Во случај на извршување на работите или манипулациите при итни исклучувања во преносниот систем, ОЕПС ги информира засегнатите корисници на преносниот систем за кои сигурносниот критериум N-1 не е исполнет, усно или по факс или со електронски средства. ОЕПС е должен ваквите исклучувања да ги реализира во што е можно пократок временски рок.

(3) Корисникот е должен да го информира ОЕПС за сите планирани работи или манипулации во постројките на корисникот или некој дел кој може да ја загрози сигурната работа на ЕЕС или работата на другите корисници. Според информацијата добиена од корисникот, ОЕПС ги информира другите корисници, и доколку има потреба и операторите на соседните преносни системи според упатствата на ENTSO-E на заедничка работа во интерконекцијата.

(4) Информацијата за планираните или итните исклучувања ги содржи следните податоци:

- точно име на елементот во ЕЕС, предмет на извршување на работите/манипулациите,
- опис на работите/манипулациите,
- приближно време за почеток и завршување на работите/манипулациите и
- предупредување за можните последици, со цел да се обезбеди сигурна работа во ЕЕС и континуирано напојување на корисникот со електрична енергија.

## **Процедури за изведување на работите за одржување во преносната мрежа**

### **Член 178**

(1) Прирачникот за интерна употреба „Упатство за работа на Оперативните водители во Диспечерскиот центар на ОЕПС“ во детали ги опишува следните процедури:

- давање инструкции и начини за нивна достава,
- опис на содржината на потврдата за извршени манипулации и начини за нивна достава и
- давање дозволи за извршување на работите и опис на нивната содржина.

(2) Во Договорот за користење на преносната мрежа, дефинирани се сите процедури за извршување на работите или манипулациите во постројките на корисникот.

(3) Координација на заштитните мерки при извршување на работите за одржување помеѓу корисникот и ОЕПС се претходно дефинирани во Договорот за користење на преносната мрежа.

## **Телекомуникациски системи**

### **Член 179**

(1) ОЕПС овозможува континуирана комуникација со корисниците на мрежата, учесниците во пазарот со ЕЕ, други ОЕПС-и, со свој телекомуникациски систем, во целост усогласен со одредбите во Прирачникот за работа на ENTSO-E (Policy 6 – Communication infrastructure).

(2) Корисниците на преносниот систем обезбедуваат континуирана размена на информации преку комуникациски системи со Диспечерскиот центар на ОЕПС според одредбите наведени во Член 90 од овие Правила.

(3) Поради важноста на информациите, критичните телекомуникациски канали мора да бидат расположливи 24 часа на ден.

(4) Уредите за комуникација наменети за пренос на звук и податоци мора периодично да се испитуваат.

(5) Сите комуникациски системи кои обезбедуваат континуирана размена на информации со Диспечерскиот центар на ОЕПС мора да бидат редувантни (backup) во случај на грешка. Процедурата за размена на информации во случај на грешка на системот за комуникација е дефинирана во Договорот за користење на преносната мрежа.

## **Технички систем на управување**

### **Член 180**

- (1) Техничкиот систем за управување на ОЕПС овозможува надзор и управување со електроенергетскиот систем во реално и проширено реално време.
- (2) Диспечерскиот центар на ОЕПС врши надзор и управување на електроенергетскиот систем во реално време преку пристап до сите податоци (мерења, статуси, аларми итн) потребни за доверливо работење на електроенергетскиот систем.
- (3) ОЕПС има обврска да ги чува податоците на системот за анализа на перформансите на ЕЕС.
- (4) ОЕПС мора да има Резервен Диспечерски Центар кој ќе ги обезбеди функциите на надзор и управување со електроенергетскиот систем во случај на неоперативност на Диспечерскиот центар на ОЕПС. Со Одбранбениот план се дефинираат процедурите за превземање на управувањето со ЕЕС од Резервниот Диспечерски Центар.
- (5) Резервниот Диспечерски Центар треба да биде оддалечен од местото каде што е лоциран Диспечерскиот центар на ОЕПС.

## **Одржување на комуникациската опрема и опремата за управување на преносната мрежа**

### **Член 181**

- (1) ОЕПС и корисникот на преносниот систем имаат обврска да ја чуваат нивната опрема за комуникација и управување со преносниот систем во исправна погонска состојба.
- (2) Корисникот е обврзан да го планира, развива и врши одржувањето на телекомуникациската инфраструктура и на опремата за управување која е во негова сопственост.
- (3) Одржувањето на опремата за комуникација и управување со преносниот систем мора да е планирано на начин да се избегне било какво попречување на сигурната работа на преносниот систем. Процесот на планирање на работите за одржување се спроведува во соработка со корисниците на преносниот систем и/или со операторите на соседните преносни системи.
- (4) Корисникот на преносниот систем мора да ја достави на ОЕПС целокупната документација која се однесува на опремата за комуникација и опремата за управување со преносниот систем, инсталирана во 400/110 kV дел од приклучокот на неговата постројка.
- (5) Во случај на грешка во комуникациите и/или грешка на опремата за управување со преносниот систем, ОЕПС има обврска веднаш да го информира корисникот на преносниот систем.

## **Собирање на податоците**

### **Член 182**

- (1) ОЕПС е должен да ги собира сите податоци потребни за планирање и анализа на работата на ЕЕС како што следува:
  - часовната размена низ интерконективните водови,
  - часовно производство на активна и реактивна енергија на сите електрични централи,
  - часовно оптоварување на дистрибутивните трансформатори 110/X kV,

- часовна потрошувачка на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа,
- нивото на акумулацијата и дотоците во хидроцентралите,
- количеството на резерва на јаглен и тешките течни горива (мазут) во термоцентралите,
- информација која се однесува на испад на елементот во системот со причината и придруженото, со временска резолуција подобра од 10 msec време на испад, времетраење на прекилот во напојување на одделната потрошувачка област,
- информација која се однесува на испадите на електричните централи со наведување на причината и снименото време на испад,
- вредностите на напоните во релевантните постројки на преносната мрежа и
- други релевантни податоци за планирање на ЕЕС и анализа.

(2) Корисниците во системот имаат обврска да ги поднесат до ОЕПС податоците наведени во став (1) од овој член кои се однесуваат на нивните постројки на начин и форма специфицирана од страна на ОЕПС.

### **V.3.4 Управување во нарушена состојба**

#### **Член 183**

(1) При управување на ЕЕС во нарушен погонски режим, ОЕПС има обврска да извршува мерки за ограничување на ширењето на пречките како и повторно воспоставување на нормален погон на системот.

(2) Сигурната и стабилна работа на ЕЕС и неговото повторно воспоставување имаат приоритет над индивидуалните интереси на корисниците во преносниот систем.

(3) Управување во нарушена состојба на ЕЕС подразбира имплементација на одбранбени мерки претходно дефинирани во плановите за работа на ЕЕС во хавариски услови наведени во член 189, став (3) од овие Правила.

(4) Сите локални пречки во преносниот систем се разрешуваат со навремена и селективна работа на Системот за заштита според член 190 на овие Правила.

(5) Планот за извршување на превентивните мерки ги опфаќа сите управувачки мерки кои се на располагање на Диспечерскиот центар на ОЕПС за ограничување на ширењето на пречките и овозможување на повторно воспоставување на нормална работа на системот без имплементација на хавариски намалувања на испораката.

(6) Кога превентивните мерки не се доволни и сеуште постои опасност од ширење на пореметувањето, ОЕПС има право времено да исклучува делови од системот за да се спречат штетните последици од поголем размер (тотален распад на системот). Во нарушен режим на работа инструкциите добиени од ОЕПС мора да се извршуваат без одлагање.

(7) Во случај на недостиг на активна моќност во ЕЕС, напонски колапс, т.е. недостиг од реактивна моќност во ЕЕС, преоптоварување на компонентите на ЕЕС или било каква пречка која се заканува да ја загрози нормалната работа на системот, ОЕПС има право да спроведе намалување на испораката на ЕЕ низ системот или во негови делови со примена на Планот за намалување на испораката на ЕЕ, наведени во Член 192 од овие Правила.

(8) Во случај на делумен или тотален распад на ЕЕС, ОЕПС и надлежните управувачки центри на корисниците во системот се должни воспоставувањето на нормалната работа на системот да го спроведат според Планот за повторно воспоставување на системот после распад согласно со поглавјето V.4.8 План за обнова на електроенергетскиот систем по распад од овие Правила.

(9) Во случај кога постои било каква пречка која влијае на сигурната работа на ЕЕС и е важна за обете одговорни страни, ОЕПС и корисниците мораат да разменат информации за новата ситуација.

(10) На барање на ОЕПС, корисникот мора да изврши посебна проверка на неговата опрема поврзана на преносниот систем со цел да се анализираат пречките во преносниот систем.

(11) ОЕПС има обврска да подготви соодветен извештај после секоја значителна пречка во преносниот систем во однос на предизвикувањето на прекини на испораката на ЕЕ, намалување на испораката на ЕЕ или суспензија на договорените размени на ЕЕ.

(12) Извештајот ги вклучува следните податоци:

- датум, време на појава и траење на пречката,
- место и причина за пречката,
- информација за суспензија на договорените размени на ЕЕ или намалување на испораката на ЕЕ и
- тотална суспендирана размена/не-испорачана ЕЕ.

### **V.3.5 Технички и други барања за работа на системот во интерконекција**

#### **Член 184**

(1) Соработката помеѓу ОЕПС и другите оператори на преносниот систем се остварува на две нивоа:

- соработка во рамките на контролен блок и
- соработка со другите контролни области.

(2) ОЕПС има обврска да соработува со операторите на соседните преносни системи за да се обезбеди координирано управување со напонот на краевите на интерконективните водови и да се намали размената на реактивна моќност.

(3) ОЕПС има обврска да ја надгледува реализацијата на размената на активната моќност со другите оператори. Размената се реализира преку минимизирање на отстапувањето помеѓу договорената и актуелната размена.

(4) ОЕПС има обврска да обезбеди резерва на преносниот капацитет помеѓу ЕЕС на Република Македонија и другите системи со цел да се овозможи дополнителен проток на ЕЕ поради активирање на резервата за примарната регулација.

(5) ОЕПС е должен да учествува во регулацијата на фреквенцијата според препораките на ENTSO-E.

(6) На границите со соседните оператори ОЕПС врши координација на:

- расположивата резерва на реактивна моќност,
- минимални и максимални дозволени напони во континуирана работа и нивните краткотрајни нарушувања,
- опсегот на размена на реактивна моќност и процедурите при негово нарушување и
- заеднички акции за напонска регулација.

(7) ОЕПС има обврска да ги усогласи процедурите за вклучување/исклучување на интерконективните врски со соседните ОЕПС.

(8) Пресметката и компензацијата на ненамерните отстапувања на ОЕПС се спроведува според препораките на ENTSO-E.

(9) ОЕПС има обврска да го имплементира и подеси системот за заштита во координација со соседните ОЕПС.

(10) ОЕПС има обврска да ги координира активностите со соседните оператори во однос на управување со загушувањата во системот.

(11) ОЕПС врши координација на активностите со соседните оператори при нарушена работа на интерконекцијата.

(12) ОЕПС има обврска за размена на информации со другите оператори овозможувајќи надзор на размената на ЕЕ помеѓу контролните области:

- плански испади на компонентите на ЕЕС важни за работата на интерконекцијата,
- податоци кои се однесуваат на вредностите на напоните,
- мрежните модели,
- плановите за размена кои ја поминуваат границата на контролната област и
- мерења во реално време на напонот, активната и реактивната моќност, статус на расклопната опрема инсталирана на елементите важни за работата на интерконекцијата.

(13) Согласно препораките на ENTSO-E, ОЕПС има обврска да склучи билатерални оперативни договори со соседните ОЕПС во кои се регулираат сите останати активности поврзани со сигурната работа на интерконекцијата.

### **V.3.6 Извештаи за работата на преносниот систем**

#### **Член 185**

(1) Диспечерскиот центар на ОЕПС има обврска да ги чува хронолошките работни записи и извештаи кои ги опфаќаат сите релевантни податоци кои се однесуваат на управување со преносниот систем:

- издадените и примените инструкции,
- испадите и грешките на компонентите на преносниот систем,
- извршените манипулации во преносниот систем,
- релевантни настани за погон на генераторските постројки
- релевантни настани за сигурна работа на преносниот систем,
- спроведување на намалување на испораката на ЕЕ,
- прашања поврзани со опремата за управување,
- расположливоста на заштитата во преносниот систем,
- работни документи,
- примени телеграми и
- други релевантни податоци за планирање и анализа на ЕЕС.

(2) Согласно со погонските записи, архивираните податоци во системите за надзор и управување и податоците доставени од страна на корисниците во пишана форма или усно, ОЕПС подготвува периодични извештаи кои се однесуваат на работа на преносниот систем. Извештајот за работа на преносниот систем вклучува податоци за:

- производството на ЕЕ,
- потрошувачката на ЕЕ,



- размената на ЕЕ,
- загубите на ЕЕ во преносниот систем,
- активирани системски услуги,
- настаните во системот,
- траење на прекините на испорака на ЕЕ и
- други релевантни податоци за планирање и анализа на ЕЕС.

(3) ОЕПС е должен да доставува на Регулаторна комисија за енергетика периодични извештаи за работата на преносниот систем.

## **V.4. Работа на електроенергетски систем во вонредни состојби**

### **V.4.1 Вовед**

#### **Член 186**

(1) Процедурите и плановите за работа на ЕЕС во вонредни состојби се однесуваат на работа на системот во пореметени состојби и тие претставуваат основа за создавање на технички и организациони предуслови за спречување на ширење на инцидентите, и ублажување на последиците со помош на сите релевантни субјекти.

(2) Обврска на ОЕПС е да ги дефинира процедурите за работа во вонредни состојби кои го опфаќаат следното:

- мониторинг и превентивни мерки со цел да се обнови нормалната работа на сопствениот ЕЕС за да се избегнат непредвидени состојби и да се спречи ширење на пореметувањето кон остатокот од интерконекцијата,
- дефинирање на пакет мерки за одбрана на системот кои се реализираат со извршување на инструкции зададени од страна на Оперативните водители на ЕЕС или со автоматско делување на заштитните уреди во критични состојби во ЕЕС и
- процес на обновување на интегритетот на системот со цел да се обезбеди напојување со ЕЕ на потрошувачите и враќање на системот во нормална работна состојба.

### **V.4.2 Цели**

#### **Член 187**

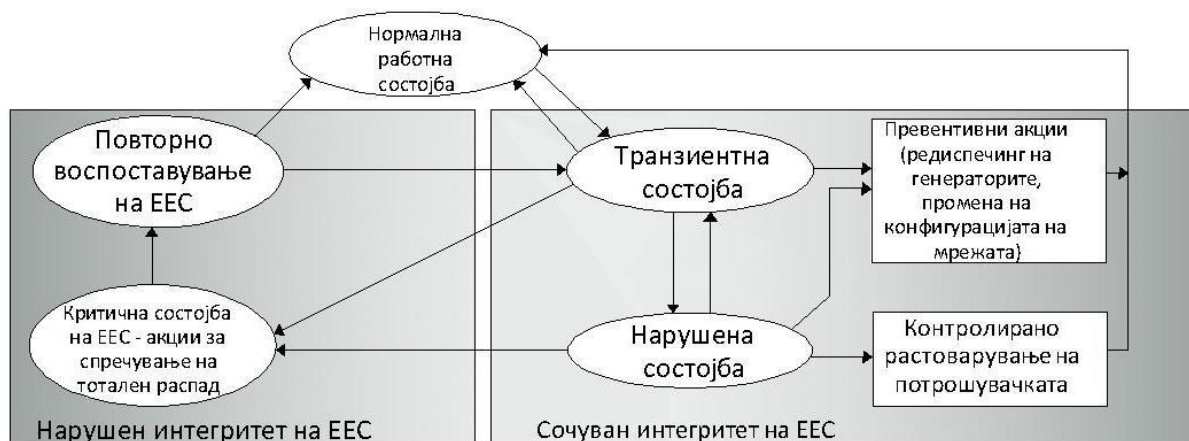
(1) Целите на одредбите на овие Правила кои се однесуваат на плановите за работа на ЕЕС во вонредни состојби е да се дефинираат барањата и процедурите во случај на критични состојби во системот кога се нарушени сигурносните граници или во случај на делумен или комплетен распад на ЕЕС, кои ќе му овозможат на ОЕПС во соработка со останатите корисници, што е можно побрзо и со најмали можни штетни последици, да ја обнови работата на ЕЕС.

### **V.4.3 Работни состојби на ЕЕС**

#### **Член 188**

(1) Електроенергетскиот систем може да работи во пет различни работни состојби дадени на Сликата 2:

- **нормална состојба** – работните точки на физичките големини кои ја опишуваат работата на системот се доволно далеку од пропишаните граници и постои доволна маргина на сигурност во работата на системот, сите потрошувачи се снабдени со ЕЕ со пропишан квалитет, критериумот N-1 е исполнет,
- **транзиентна состојба** – работа на системот со пореметување, работната точка и физичките големини кои ја опишуваат работата на системот се блиску до границите на сигурност, потребни се одбранбени за да се врати системот во нормална работа дефинирани во одбранбениот план како што се: промени во програмите за размена, редиспечинг на генераторските единици, промена на топологијата на мрежата или трансфер на доделените права за преносни капацитети на интерконективните водови,
- **нарушена состојба** – работната точка и физичките величини кои ја опишуваат работата на системот се на граничните вредности или надвор од нив, несигурна работа на системот со зачуван интегритет, но со нарушен критериум N-1, неопходни се брзи акции за враќање на системот во нормална или транзиентна состојба како што се контролирано намалување на потрошувачката на ЕЕ,
- **вонредна состојба** – превентивните и корективните мерки не даде резултати, интегритетот на системот е загрозен со можност за распад и поделба на системот на поголем број „острови“ во рамките на интерконекцијата, неопходно е преземање на одбранбени мерки како автоматско намалување на потрошувачката и исклучување на водови за да се одржи што поголем дел од системот во работа и да се избегне ширење на пореметувањето и комплетен распад,
- **состојба на повторно воспоставување** – сопрено е ширењето на пореметувањето, се преземаат акции за обновување на интегритетот на системот со цел да се обезбеди снабдување со ЕЕ на исклучените потрошувачи и воспоставување на премин кон транзиентна и нормална состојба.



Слика 2 – Работни состојби на системот и можни премини од една состојба во друга

(2) Секое отстапување од пропишаниот опсег на параметрите кои ја опишуваат работата на системот се смета за нарушена состојба.

(3) Граници на сигурност се пропишуваат со цел да му се овозможи на ОЕПС навремено идентификување на можноста за пореметување во системот. Нарушувањето на границите на сигурност претставува нарушување на потребните сигурносни резерви, посебно за елементите од витално значење за безбедна работа за целата интерконекција, чии испади би го загрозиле интегритетот на системот. Нарушувањето на пропишаните сигурносни граници предизвикува работна состојба во која:

- вредностите на напоните се блиску до граничните вредности,

- оптовареноста на елементите е со такви вредности при кои не е задоволен критериумот N-1.

(4) Граничните вредностите на напоните се минималните и максималните вредности на напонот во дозволените опсези за нормална работа.

(5) Граничните вредности за оптовареност на елементите се:

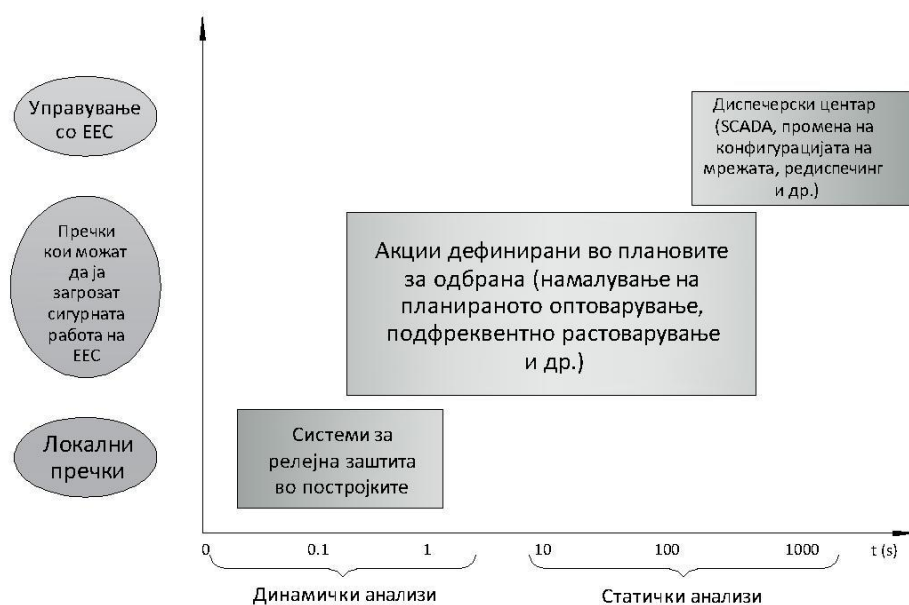
- за производни единици – номиналната моќност на производната единица,
- за водови – максимални дозволени оптоварувања определени со термичкото оптоварување и напонските прилики, а за важни водови може да се зема во предвид краткотрајното дозволено преоптоварување (степен на подесување на прекуструјната заштита, сигнализација и исклучување зависни од временското подесување),
- за трансформатори – номинална моќност на трансформаторот, а може да се земе во предвид краткотрајно дозволено преоптоварување на трансформаторот (степен на подесување на прекуструјната заштита, сигнализација и исклучување зависни од временското подесување),
- за полиња – трајно дозволено оптоварување на собирничкото спојно поле или расклопната и мерната опрема во полето,
- за собирници – трајно дозволено оптоварување на собирниците и
- за компензатори на реактивна моќност – оптоварувањето на компензаторот за актуелната вредност на работниот напон.

#### V.4.4 Имплементација на одбранбените мерки

##### Член 189

(1) ОЕПС има обврска, во согласност со работните состојби на ЕЕС, да пропише превентивни и корективни мерки за дејствување како и мерки за автоматско дејствување во зависност од брзината на ширење на нарушувањето со цел квалитетна координација и хармонизација на заштитата во постројките на локалниот систем и SCADA/EMS системите за управување.

(2) Наведените мерки од став (1) на овој член се прикажани на Слика 3.



Слика 3 – Илустрација на акциите на одбранбениот план кои се однесуваат на релејната заштита и диспечерскиот регулациоен центар во временски домен

(3) ОЕПС ги подготвува следните планови кои ги дефинираат процедурите за работа во пореметените работни состојби во зависност од степенот на пореметувањето како и од состојбата на ЕЕС:

- план за работа на системот за заштита – мерки кои се активираат автоматски за да се отстранат нарушувањата и спречување на нивно проширување,
- план за превентивни акции и мониторинг на работата на системот – диспечерски акции, редиспечирање на производството, мониторинг на областите значајни за сигурна работа на ЕЕС на Република Македонија, идентификација на состојби во системот и потенцијални закани, превентивни мерки,
- план за намалување на оптоварувањето на ЕЕС – примена на корективни мерки за да се намалат последиците од пореметувањето и
- план за обнова на системот по распад (повторно вклучување на ЕЕС по делумен или целосен распад).

#### **V.4.5 План за работа на системот за заштита**

##### **Член 190**

(1) ОЕПС подготвува план за работа на системот за заштита за да обезбеди постојана контрола на состојбата и режимите на работа на сите елементи од ЕЕС и да реагира на секоја појава на дефект или нарушен режим на работа.

(2) Планот за системот за заштита се состои од:

- принципи и проектирање на системот за заштита,
- технички критериуми кои опремата мора да ги исполни и
- одредување на одговорности и обврски помеѓу ОЕПС и корисниците.

(3) ОЕПС мора да има на располагање ажурирана документација која се однесува на типот и нагодувањата на заштитните уреди кои се користат во сопствените постројки и во постројките на корисниците на преносниот систем.

(4) ОЕПС ја координира работата на системот за заштита земајќи ги предвид максималното време за исклучување на дефектот кое нема да доведе до нарушување на транзиентната стабилност на системот.

(5) Во случаите кога анализите на транзиентните нарушувања покажуваат недостиг од резерва за транзиентната стабилност поради несоодветено реагирање на заштитата во било кој дел од 400 и 110 kV преносен систем, вклучувајќи ги и постројките на корисниците, ОЕПС применува мерки во рамките на своите надлежности со цел да се отстрани идентификуваниот проблем во најкусо време.

(6) Во рамките на планот за работа на системот за заштита, ОЕПС применува план за подесување на заштитата на елементите од преоптоварувања за да се обезбеди ефикасна заштита на водовите и припадната високонапонска опрема од трајни деформации поради термички напрегања и навремено известување за можните нарушувања на безбедносните граници и доверливата работа на ЕЕС.

(7) Планот за работа на системот за заштита се ревидира и обновува секоја година земајќи ги предвид физичките ограничувања на опремата и планираната работа на системот.

## V.4.6 План за превентивни мерки за елиминација на нарушувањата

### Член 191

(1) ОЕПС е должен во процесот на долгорочното планирање на развојот, модернизацијата, управувањето, одржувањето и оперативното планирање, да ги преземе сите мерки за елиминирање на нарушувањата во ЕЕС.

(2) ОЕПС го подготвува планот за превентивни мерки за елиминирање на нарушувањата кој содржи:

- критериуми за идентификација на работната состојба на системот (идентификација на нарушени параметри на системот),
- идентификација на настани на регионално ниво кои може да резултираат со вонредна состојба во системот и
- дефиниција на превентивни мерки за брзо обновување на системот и враќање во нормална работна состојба.

(3) Доколку дојде до нарушување на параметрите за нормална работа на системот, диспечерскиот центар на ОЕПС, врз основа на расположивите информации, го регистрира настанот кој го предизвикал нарушувањето и врз основа на неговите карактеристики дефинира соодветни акции за елиминирање или ограничување на ширењето на нарушувањето.

(4) Во случај на појава на нарушување во системот, ОЕПС е должен во најкучо време да ги преземе сите потребни мерки кои му се на располагање за да го спречи ширењето на нарушувањето и да го врати системот во нормална работна состојба. Овие мерки содржат отстранување на долготрајни нарушувања и вклучуваат:

- обид да се вклучат испаднатите елементи од преносниот систем,
- диспечерски акции во системот (промена на топологијата на мрежата),
- откажување на планирани исклучувања во преносниот систем и стопирање на работите кои се во тек,
- активирање на терциерната резерва,
- користење на мерки за регулација на напонот,
- промена на планот за производство на електричните централи (редиспечинг),
- промена (откажување или намалување) на размената на ЕЕ (ако резултатите од претходните акции не се доволни за да се елиминира пореметувањето) и
- останати мерки кои не вклучуваат намалување на потрошувачката.

(5) Во извршувањето на наведените мерки ОЕПС го применува принципот на минимални трошоци со минимално прекршување на принципите на пазарот на ЕЕ.

(6) Во согласност со препораките на ENTSO-E, ОЕПС има обрвска да подготви одбранбен план за ЕЕС со чија примена ќе биде можно однапред да се идентификуваат нарушените состојби во сопствената област и во регионот кои може да доведат до понатамошно нарушување на работните параметри во интерконекцијата. Во одбранбениот план се содржани превентивни мерки со кои се спречува ширењето на нарушувањето во интерконекцијата.

(7) Во согласност со регионалниот пристап во согледување на потенцијалните закани кои можеби постојат во интерконекцијата и земајќи го во предвид растечкиот број на интерконективни водови кои ја зголемуваат меѓусебната зависност на системите, ОЕПС мора да го земе во предвид влијанието на соседните преносни системи на својот систем.

(8) ОЕПС дефинира делови/дел од интерконекцијата кои имаат влијание на ЕЕС за мониторинг (надгледување) со SCADA/EMS системот и прави периодични пресметки од аспект сигурноста на работата на ЕЕС и целата интерконекција во согласност со препораките на ENTSO-E.

(9) Согласно препораките на ENTSO-E, ОЕПС има право да инсталира уреди за заштита од нарушување во оние електропреносни системи од континентална Европа кои имаат влијание врз работата на ЕЕС на Република Македонија (wide area protection). ОЕПС учествува во регионална, техничка и организациона координација заради обезбедување на сите потребни информации за мониторираната област.

#### **V.4.7 План за намалување на испораката на ЕЕ**

##### **Член 192**

(1) Откако ќе се искористат сите расположиви мерки со цел да се избегне намалување на оптоварувањето, ОЕПС има право привремено да го ограничи приемот/испораката на ЕЕ до корисниците или да даде инструкции за нивно исклучување од преносниот систем во согласност со претходно дефиниран план, во следните случаи:

- виша сила,
- потенцијален ризик за безбедноста и стабилноста на ЕЕС,
- загушување во мрежата или ризик за преоптоварување на елементите на ЕЕС,
- ризик за поделба на интерконекцијата (островска работа),
- нарушување на статичката или динамичката стабилност на системот,
- нарушување на фреквентната стабилност на системот,
- одржување, поправки или реконструкции на делови од системот кои можат да ја нарушат сигурната работа на системот и
- дефицит (дебаланс) на активна моќност во системот.

(2) ОЕПС определува кој тип на план ќе го примени во зависност од проценката на работните карактеристики на системот и последиците за ЕЕС кои може да доведат до проширување на нарушувањето.

(3) ОЕПС е должен навремено да ги извести корисниците на преносниот систем за планираните намалувања на испораката на ЕЕ, освен во случаи кога тоа не е можно поради неопходна брза реакција со цел да се спречи делумен или тотален распад на ЕЕС.

(4) Ако корисникот на преносниот систем одбива да ги имплементира мерките за намалување на потрошувачката според инструкциите зададени од страна на ОЕПС, ОЕПС има право да ја исклучи целата постројка која е во негова сопственост или нејзини делови.

(5) Во ваков случај, евентуалните штети што би настанале на корисникот и во преносната межа ќе бидат на товар на корисникот кој ги одбил инструкциите од ОЕПС.

(6) ОЕПС подготвува план за намалување на потрошувачката кој се состои од следните планови:

- план за намалување на напонот,
- план за хавариско намалување на испораката на ЕЕ и
- план за автоматско подфреквентно намалување на оптоварувањето.

## **План за намалување на напонот**

### **Член 193**

(1) ОЕПС има обврска да подготви план за намалување на напонот. Истиот го ревидира и обновува секоја година во согласност со планираните параметри и карактеристики на оптоварувањето, како и планираните работни режими на системот.

(2) Намалувањето на напонот се применува во постројките со напони 110/X kV. Секоја постројка на корисникот поврзана на преносниот систем мора да биде оспособена за примена на планот за намалување на напонот.

(3) ОЕПС дава инструкции за промена на позицијата на преклопката на регулационите трансформатори во соодветни делови од системот во случај на можна појава на преоптоварување или колапс на напонот.

## **План за хавариско намалување на испораката на ЕЕ**

### **Член 197**

(1) ОЕПС е должен да подготви план за хавариско намалување на оптоварувањето до 1-ви октомври од годината Г-1 за годината Г, во кој се дефинираат вредностите на моќноста предвидена за исклучување во MW и кои мора да бидат вклучени во планот на секој корисник на преносниот систем (ОДС и потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа) земајќи ги предвид планираните нивоа на потрошувачка во карактеристични режими.

(2) Корисниците (ОДС и потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа) се должни да изработат свои планови и да доставуваат до ОЕПС податоци за дистрибутивните изводи (или делови од постројките за потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа) кои се предложени за исклучување во согласност со бараната вредност во MW и тоа до 1-ви ноември од годината Г-1 за годината Г.

(3) ОЕПС врши проверка на усогласеност на доставените податоци од страна на ОДС и потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа со бараните вредности и го изготвува конечниот план за хавариско намалување на испораката на ЕЕ. ОЕПС го доставува конечниот план до ОДС и потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа кои мора да го применуваат истиот според инструкциите зададени од страна на ОЕПС.

(4) Постојат три вида на планови за хавариско намалување на испораката на електрична енергија:

- непосредно хавариско намалување на испораката на ЕЕ,
- ургентно хавариско намалување на испораката на ЕЕ и
- долготрајно хавариско намалување на испораката на ЕЕ.

(5) Кој вид и ниво на намалување на потрошувачката ќе се примени од страна на ОЕПС зависи од состојбата и условите во ЕЕС.

## **Непосредно хавариско намалување на испораката на ЕЕ**

### **Член 198**

(1) Непосредното хавариско намалување на испораката на ЕЕ се користи во случај кога се неопходни брзи реакции (во рок од неколку минути) за да се спречи понатамошно влошување на состојбата, односно распад на ЕЕС.

(2) Непосредно хавариско намалување на испораката на ЕЕ се извршува по инструкции зададени од страна на ОЕПС за брзо исклучување на големи постројки (трансформатори 110 /x kV, 110 kV радијални водови, дел од вкупната потрошувачка на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа) во соодветни потрошувачки области.

### **Ургентно хавариско намалување на испораката на ЕЕ**

#### **Член 199**

(1) Ургентното хавариско намалување на испораката на ЕЕ се користи после примената на непосредното хавариско намалување на испораката на ЕЕ односно кога непосредната опасност од големи пореметувања е надмината, со цел да се постигне поголемо ниво на селективност со рамномерно распределување на ограничувањето на испораката кај поголем број на потрошувачи и да се овозможи приклучување до одреден степен, на претходно исклучените потрошувачи.

(2) Во согласност со состојбата на системот и по проценка од Оперативните водители на ЕЕС, овој тип на намалување на потрошувачка може да се користи и без претходна имплементација на непосредното хавариско намалување на испораката на ЕЕ.

(3) Примената на ургентното хавариско намалување на испораката на ЕЕ врз потрошувачите директно приклучени на преносниот систем и дистрибутивните потрошувачи до бараното ниво се прави со исклучување на трансформаторите или соодветен број на изводи во трафостаниците 110/x kV. Потрошувачите директно приклучени на преносниот систем го стопираат преземањето на електрична енергија делумно или во целост. Потрошувачите се должни да ја намалат потрошувачката за бараниот износ во рок од 15 минути по издавањето на инструкцијата од страна на ОЕПС.

(4) Потрошувачите на кои им е прекината испораката на ЕЕ со примена на овој вид на намалување на оптоварувањето можат да бидат без напојување со ЕЕ во континуиран период не подолг од 3 часа.

(5) Потрошувачите (ОДС и потрошувачите директно приклучени на преносниот систем) имаат обврска да вклучат најмалку 35% од својата планирана потрошувачка во нивниот план за намалување на испораката на ЕЕ доставен до ОЕПС.

(6) ОЕПС го подготвува планот за ургентно хавариско намалување на испораката на ЕЕ по консултации со потрошувачите.

(7) Планот за ургентно хавариско намалување на испораката на ЕЕ се реализира од страна на ОДС и определени потрошувачи директно приклучени на преносниот систем според инструкциите зададени од страна на ОЕПС.

(8) ОЕПС е должен да ги информира потрошувачите за причините и траењето на мерките за ургентно хавариско намалување на испораката на ЕЕ.

(9) Престанокот на мерките од планот за ургентно хавариско намалување на испораката на ЕЕ и враќањето во нормален режим на работа се прави исклучиво по инструкции издадени од страна на ОЕПС.

(10) При подготовката на планот за ургентно хавариско намалување на испораката на ЕЕ треба, колку е тоа можно, да се избегнуваат преклопувања со планот за автоматско подфреквентно намалување на оптоварувањето.

### **Долготрајно хавариско намалување на испораката на ЕЕ**

#### **Член 200**

(1) Планот за долготрајно хавариско намалување на испораката на ЕЕ се применува во ситуации кога состојбата во ЕЕС бара намалување на потрошувачката кај потрошувачите за



период подолг од три часа. Овие намалувања на испораката на ЕЕ кај потрошувачите се прават според претходно дефиниран редослед и ниво на моќност кое треба да се исклучи.

(2) ОДС и потрошувачите директно приклучени на преносниот систем имаат обврска во своите планови за долготрајно хавариско намалување на испораката на ЕЕ да вклучат најмалку 75% од планираното оптоварување при што исклучувањата на потрошувачите директно приклучени на преносниот систем мора да се извршат без тие да бидат изложени на било какви неприфатливи последици или големи материјални штети.

(3) ОЕПС во координација со потрошувачите е должен да го подготви планот за долготрајно хавариско намалување на испораката на ЕЕ .

## **План за автоматско подфреквентно намалување на оптоварувањето**

### **Член 201**

(1) Фреквентната стабилност претставува способност на ЕЕС да одржи стабилна фреквенција во дозволени работни граници по тешки нарушувања, кои доведуваат до значителен дебаланс во производството и потрошувачката.

(2) Пад на системската фреквенција во ЕЕС на континенталниот дел од ENTSO-E, се случува по поделбата на системот на острови со дебаланс помеѓу производството и потрошувачката. Во ваков случај стабилизирањето на фреквенцијата над границата од 47,5 Hz (вредност под која се врши автоматско исклучување на генераторски единици) се постигнува преку соодветно делување на системот за подфреквентна заштита.

(3) ОЕПС е должен да го подготви Планот за автоматско подфреквентно намалување на оптоварувањето, земајќи го во предвид барањето за минимално исклучување на потрошувачите и исполнувањето на критериумот за солидарност и хармонизација на системите за подфреквентна заштита на регионално ниво, како што е наведено во оперативниот прирачник на ENTSO-E.

(4) Подфреквентната заштита се спроведува во 5 чекори во зависност од падот на фреквенцијата како што тоа е прикажано во табелата:

*Табела 4– Акции на подфреквентниот систем на заштита*

<b>Чекор</b>	<b>Фреквенција</b>	<b>Намалување на оптоварувањето (%)</b>	<b>Кумулативно намалување на оптоварувањето (%)</b>
<b>I</b>	49,0	5	5
<b>II</b>	48,8	10	15
<b>III</b>	48,6	10	25
<b>IV</b>	48,4	10	35
<b>V</b>	48,2	15	50

(5) Вредноста, односно процентот на оптоварувањето кое треба автоматски да биде намалено во одделни степени се определува според регистрираниот системски максимум во претходната година.

(6) ОЕПС е должен периодично да го усогласува дефинираниот план (најмалку еднаш годишно) со ОДС и потрошувачите директно приклучени на преносниот систем. За таа цел потрошувачите се должни да доставуваат податоци кои се состојат од листа на дистрибутивни изводи (и делови од постројките на потрошувачите) кои се предлагаат за исклучување на износот во MW, дефиниран од планираното ниво на потрошувачката во годината кога се имплементира планот. ОЕПС врз основа на добиените податоци подготвува

план за исклучување на оптоварувањето и го доставува до потрошувачите. Потрошувачите имаат обврска да го спроведат усогласениот план со инсталирање на уреди за подфреквентна заштита и нивно соодветно нагдување.

(7) ОЕПС има обврска секоја година да го ревидира и обновува Планот за автоматско подфреквентно намалување на оптоварувањето за наредната година.

(8) Набавката, инсталацијата, одржувањето и нагдувањето на подфреквентните релеи е обврска на сопствениците на постројките во кои тие релеи се инсталираат.

(9) Корисниците се должни да ги доставуваат до ОЕПС испитните протоколи за функционирање на подфреквентните релеи.

(10) По секое делување на системите за подфреквентна заштита, сите корисници во чии постројки има инсталирано релеи, се должни да подготват писмен извештај за делувањето на релеите (број на активирани релеи, поединечна или вкупна исклучена моќност, траење и слично) и истиот да го достават до ОЕПС.

#### **V.4.8 План за обнова на електроенергетскиот систем по распад**

##### **Член 202**

(1) ОЕПС има обврска, во консултација со корисниците, да го подготви и да го ажурира Планот за обнова на електроенергетскиот систем после делумен или комплетен распад на ЕЕС.

(2) Во Планот за обнова на електроенергетскиот систем се дефинирани инструкции за третманот на сите релеванти субјекти вклучени во процесот на обнова на ЕЕС.

(3) ОЕПС подготвува план за обнова на ЕЕС кој се состои од:

- план за обнова на ЕЕС без надворешен извор на напон и
- план за обнова на ЕЕС со надворешен извор на напон.

(4) Планот за обнова на електроенергетскиот систем вклучува:

- приоритет за обнова,
- расположивост на капацитетите кои се користат во обновата и
- упатства и инструкции издадени од ОЕПС до корисниците на преносниот систем кои тие мора да ги почитуваат.

(5) ОЕПС има обврска да го ревидира и обновува Планот за обнова на електроенергетскиот систем секоја година. Исто така, ОЕПС има обврска го ревидира и обновува планот по секое приклучување на нова генераторска единица во системот, односно секогаш кога има било каква промена во системот која може да има влијание на Планот.

(6) ОЕПС има обврска детално да ја опише генералната стратегија за обнова на системот, како дел од планот за обнова на системот, преку дефинирање на :

- приоритети за повторно воспоставување на напојувањето,
- расположиви капацитети за повторно воспоставување на нормалната работна состојба,
- упатства од ОЕПС издадени до ОДС, производителите на ЕЕ, како и до други корисници,
- упатства за самостојни манипулации во одредени производни и преносни постројки, по кои се постапува од страна на нивниот персонал во случај на распад на системот и
- комуникацијата со одговорните лица во ОЕПС, владини тела, медиуми, итн.

(7) ОЕПС ги дефинира процедурите за обнова на ЕЕС, со посебно внимание на:

- фреквенцијата на системот, која во процесот на обнова на системот треба да остане под контрола за да се избегнат големи транзиентни режими. За таа цел неопходно е детално да се разгледаат можностите за користење на Планот за автоматско подфреквентно намалување на оптоварувањето,
- за оправданоста за промената на нагодувањата на заштитата во периодите кога отстапувањата од системските параметри се значително изразени, односно кога системските параметри се на долната граница,
- напоните за време на обновата на системот мора да бидат во дозволените граници,
- способноста на генераторските единици за производство на реактивна моќност, која се користи за почетно обновување на ЕЕС, мора да биде доволна за да се обезбеди контрола на напонот. Користењето на други уреди за регулација на реактивната моќност (на пример уреди за компензација на реактивна моќност инсталирани кај големите потрошувачи), исто така мора да биде планирано и
- оптоварувањето, во секој чекор од обновата на системот, мора да го следи минималното дозволено производство на синхронизираните генераторски единици .

(8) ОЕПС во зависност од моменталната состојба, дава инструкции на корисниците да го регулираат производството односно потрошувачката на ЕЕ, за да се овозможи синхронизација на деловите од ЕЕС кои по делумниот распад останле да работат асинхроно. ОЕПС ги известува корисниците по синхронизацијата.

(9) Во случаите кога дел од системот на кој се приклучени генераторски единици е одвоен од остатокот на ЕЕС и не постојат капацитети за синхронизација со остатокот од преносниот систем, производителите на ЕЕ по инструкции зададени од страна на ОЕПС мора да ги исклучат сите генераторски единици од системот и да ги држат во состојба на подготвеност (со ротација), за да извршат ресинхронизација по инструкции издадени од ОЕПС.

(10) ОДС, електричните централи и сите други засегнати корисници мора да се придржуваат кон инструкциите издадени од страна на ОЕПС за време на воспоставувањето на системот, дури и во случај инструкциите да не се во согласност со одредени делови на планот, се додека примената на овие инструкции не претставува опасност за персоналот или опремата во постројките.

(11) После воспоставувањето на нормална работа на ЕЕС, ОЕПС ги известува корисниците дека функционирањето на ЕЕС е нормализирано.

### **План за обнова на ЕЕС без надворешен извор на напон ("black start")**

#### **Член 203**

(1) Целосен распад на ЕЕС на Република Македонија претставува состојба на ЕЕС кога сите генераторски капацитети се надвор од погон, безнапонска состојба на сите постројки и прекин на испораката на ЕЕ до сите корисници.

(2) Откако ОЕПС ќе прогласи делумен или целосен распад на ЕЕС, сите процедури кои се однесуваат на нормалната работа се суспендиранат и сите понатамошни акции се извршуваат во согласност со инструкциите зададени од страна на ОЕПС во согласност со Планот за обнова на ЕЕС без надворешен извор на напон.

(3) Генераторски единици способни за старт од безнапонска состојба („black start“) се неопходни за воспоставување на ЕЕС после целосен распад. Во рамките на Планот за обнова на ЕЕС се дефинираат генераторските единици чии локации и способност се неопходни за воспоставување на ЕЕС.

(4) Процедурите кои се однесуваат на генераторските единици способни за старт од безнапонска состојба („black start“) мораат периодично да се ревидираат и обновуваат во координација со производителите кои се даватели на оваа услуга.

(5) Генералната стратегија за обновување на ЕЕС после целосен распад, која мора да ја почитуваат сите корисници, е дадена во Планот за обнова на ЕЕС без надворешен извор на напон, кој се состои од следните чекори:

- вклучување на дел од потрошувачката со помош на електрични централи со способност за брз повторен старт,
- синхронизација и повторно вклучување на делови од системот чекор по чекор и
- финално и целосно обновување на нормалната работа на целиот систем вклучувајќи ги и интерконективните водови кога за тоа се исполнети условите, согласно важечките правила за заедничка работа во интерконекцијата.

## **План за обнова на ЕЕС со надворешен извор на напон**

### **Член 204**

(1) Делумен распад на ЕЕС е состојба на одделување на еден дел од остатокот на ЕЕС, при што последиците во одделениот систем се потполно исти како и после комплетен распад на ЕЕС.

(2) Планот за обнова на ЕЕС со надворешен извор на напон ги содржи следните упатства:

- оперативно упатство при губење на напон поради дефект на собирници,
- упатство за извршување на самостојни манипулации во секоја постројка од преносниот систем и
- упатство за обнова на ЕЕС со надворешен извор на напон.

(3) При подготовката на Планот за обнова на ЕЕС со надворешен извор на напон, ОЕПС мора да ги земе во предвид следните приоритети:

- најбрзо можно проследување на напон и вклучување на генераторските единици и потрошувачите кои се чувствителни на долготрајни прекини во снабдувањето со ЕЕ и
- проследување на напон до потрошувачки центри согласно со усоениот план за приоритети.

## **Обнова на ЕЕС при испади кои зафаќаат два или повеќе соседни ОЕПС**

### **Член 205**

(1) При испади кои зафаќаат најмалку два соседни ЕЕС, за спроведување на процесот на обнова на системите, треба да се изберат два вида на управување соодветно на ситуацијата:

- управување на фреквенцијата во повредената област и
- управување со процесот на ресинхронизација на областите.

(2) Водачот задолжен за управување на фреквенцијата (Водач на фреквенцијата) има обврска да ја координира регулацијата на фреквенцијата во една синхрона област, врз основа на ограничувањата на своите капацитети и оние на секој ОЕПС соодветно. Водачот на фреквенцијата го координира активирањето на резервата во производните единици во засегнатата област, со цел повторно да ја воспостави и одржува фреквенцијата блиску до 50 Hz, со максимална толеранција од  $\pm 200$  mHz. Водачот на фреквенцијата ја определува моќноста за зголемување или намалување која се бара од секој ОЕПС во зоната.

(3) Водачот на процесот за ресинхронизација е задолжен за координација на процесот за ресинхронизација на две соседни области и за извршување на ресинхронизација на тие две

области, врз основа на ограничувањата на неговите расположиви капацитети и оние на секој ОЕПС соодветно.

## **Обука**

### **Член 206**

(1) ОЕПС има обврска да прави континуирани професионални обуки и настава за својот персонал за да биде способен и подготвен соодветно да учествува во подготовката, спроведувањето и усвојувањето на Планот за обнова на ЕЕС по распад.

(2) Производителите, ОДС и сите потрошувачи директно приклучени на преносната мрежа имаат обврска да обезбедат соодветна обука на нивниот персонал за да биде способен и подготвен за учество во спроведувањето на мерките и активностите во процесот на отстранување на нарушувањата во работата на ЕЕС.

## **V.5. Случаен испад**

### **Член 207**

(1) Случаен испад е испад на еден или повеќе елементи од преносниот систем (испад на генератор, далекувод, трансформатор, прекинувач и др.), во било која работна состојба при реализација на дневниот план, предизвикан од различни причини кои што однапред не можат да бидат предвидени и кои доведуват до големи нарушувања и хаварии проследени со прекини во преземањето/испораката на ЕЕ на корисниците.

(2) При случаен испад, ОЕПС нема материјална и/или нематеријална одговорност за ограничувањето и/или прекинувањето на испораката на ЕЕ.

## **VI. ПРИСТАП КОН ПРЕНОСНИОТ СИСТЕМ**

### **VI.1. Вовед**

#### **Член 208**

(1) Пристапот кон преносниот систем се однесува на:

- пристап до преносните капацитети во контролната област на Република Македонија и
- пристап до прекуграничните преносни капацитети според процедурата објавена на интернет страницата на ОЕПС

(2) ОЕПС е должен пристапот на корисниците кон преносниот систем да го регулира со соодветен договор.

### **VI.2. Цели**

#### **Член 209**

(1) Цели на одредбите на овие Правила, кои се однесуваат на пристап на корисниците кон преносниот систем, се:

- овозможување објективен, транспарентен и недискриминаторен пристап кон преносниот систем на сите корисници,
- оптимизација на капацитетите на преносниот систем,
- овозможување на доверлив начин на пренос и,

- овозможување регионална хармонизација на процедурите за пристап кон преку-граничните преносни капацитети.

### **VI.3. Општи одредби**

#### **Член 210**

(1) ОЕПС е должен, согласно овие Правила, Законот за енергетика и Правилата за снабдување, да им овозможи пристап на преносниот систем на постојните и новите корисници:

- на објективен, транспарентен и недискриминаторен начин,
- заснован на начелото на регулиран пристап на трета страна и
- со примена на цени и тарифи кои пред нивното објавување се одобрени од Регулаторната комисија за енергетика.

(2) ОЕПС има право да одбие пристап на преносниот систем само во случаи кога има недостаток на соодветен капацитет за пренос на ЕЕ и за е должен на лицето кое го барало пристапот во писмена форма детално и недвосмислено да му ги образложи причините за одбивањето.

(3) ОЕПС има обврска да обезбеди приоритет за пристап на производителите на ЕЕ од обновливи извори (ОИЕЕ), водејќи сметка за ограничувањата што произлегуваат од оперативните можности на ЕЕС,

(4) ОЕПС има обврска навремено да ги објавува на својата интернет страница важните податоци за користење на преносниот систем, капацитетите, загушувањата како и други податоци потребни за работа на пазарот на ЕЕ.

### **VI.4. Користење на преносниот капацитет во контролната област на ОЕПС**

#### **Член 211**

(1) Корисниците имаат право на пристап кон преносниот систем согласно условите од Договорот за користење на преносната мрежа наведен во Член 74 од овие Правила.

(2) Договорот за користење на преносната мрежа, покрај условите наведени во Член 74 од овие Правила, содржи и:

- податоци за пресметковните мерни точки на испорака/прием на ЕЕ,
- процедура за размена и хармонизација на мерните податоци,
- комерцијални услови за обезбедување на услугата на пренос на ЕЕ,
- услови за временна или трајна суспензија на услугата за пренос на ЕЕ, при што корисникот нема право на надокнада на штета и
- друго.

(3) ОЕПС има право да не дозволи пристап кон преносната мрежа во случај на нарушени состојби на преносниот систем на начин наведен во Договорот за користење на преносната мрежа.

(4) Користењето на преносната мрежа на Р. Македонија за прекугранична размена на ЕЕ е регулирано со мултилатералниот Договор за компензација помеѓу ОЕПС на ниво на ENTSO-E (ITC механизам).

## VI.5. Користење на прекуграничните преносни капацитети

### Член 212

(1) ОЕПС го пресметува нето прекуграничниот преносен капацитет (NTC) во соработка со соседните оператори на преносни системи за секоја граница во двата правци на годишно, месечно, неделно/дневно ниво.

(2) ОЕПС врши пресметка на нето прекуграничниот преносен капацитет земајќи ги во предвид планираните работни состојби на ЕЕС во регионот за соодветната временска рамка, техничките услови во *V.1.7 Годишни, месечни и неделни планови за прекуграничните преносни капацитети* на овие Правила и соодветните процедури дефинирани со оперативниот прирачник на ENTSO-E.

(3) ОЕПС спроведува доделување на расположивите прекугранични преносни капацитети според Правилата за доделување на прекугранични преносни капацитети. На својата интернет страница, ОЕПС ги објавува сите информации кои се однесуваат на вредностите на годишните, месечните, неделните и дневните нето преносни капацитети (NTC), веќе доделените капацитети (AAC) и расположивите преносни капацитети (ATC) за секој востановен временски интервал, како и други релевантни податоци важни за прекуграничната размена на ЕЕ.

(4) ОЕПС има право да спроведе делумна или целосна суспензија на веќе доделениот прекуграничен капацитет во следните случаи:

- кога соседните ОЕПС имплементираат мерки за намалување на прекуграничните преносни капацитети,
- кога техничките ограничувања во преносниот систем на ОЕПС не можат да се надминаат со пазарни активности и
- виша сила (*force majeure*).

(5) ОЕПС има обврска да ги извести корисниците за намалувањето на веќе доделените права за користење на прекуграничниот преносен капацитет што е можно поскоро (дата, траење, ниво на намалување на прекуграничниот капацитет).

## VI.6. Конечен план за работа

### Член 213

(1) ОЕПС има обврска да ја потврди техничката остварливост на предлог програмата за работа со проверка на:

- планот за прекугранична размена на ЕЕ.
- планот за производство и потрошувачката на ЕЕ и
- планот за исклучување

(2) ОЕПС врши проверка на планот за прекугранична размена на ЕЕ во однос на сигурната и стабилна работа на ЕЕС, со цел да се откријат можните технички ограничувања во преносниот систем (првенствено загушувања во преносната мрежа и ограничување при обезбедување на системските услуги).

(3) ОЕПС има право да не ги одобри најавените програми за прекугранична размена на ЕЕ врз основа на претходно дефинирани критериуми кои што влијаат на работата на ЕЕС, дури и во случај ако соодветниот прекуграничен преносен капацитет е доделен по спроведени аукции. ОЕПС ги информира операторите на соседните преносни системи и корисниците за одбиената трансакција.

(4) ОЕПС ги одобрува плановите за производство и потрошувачка на ЕЕ како и плановите за исклучувања од аспект на сигурност и стабилност на преносната мрежа во сите часовни интервали за времетраење на услугата за користење на преносната мрежа. ОЕПС има право да побара ревизија на доставениот план за производство/потрошувачка на ЕЕ поради обезбедување на сигурна и стабилна работа на ЕЕС, при што соодветниот корисник има обврска да достави корегирани план усогласен со барањето на ОЕПС.

(5) Одобрениот план за работа од страна на ОЕПС преставува конечен план за работа и е основа за работа на ЕЕС.

(6) ОЕПС го доставува конечниот план за работа до ОПЕЕ и истиот е основа за пресметување на отстапувањата за наредниот ден согласно Пазарните правила.

## **VII. НЕУСОГЛАСЕНОСТ И РЕШАВАЊЕ НА СПОРОВИ**

### **VII.1. Неусогласеност на корисникот**

#### **Член 214**

(1) Врз основа на расположивите податоци ОЕПС е должен да ја верификува усогласеноста на корисникот со овие Правила.

(2) ОЕПС има право да ги побара од корисникот сите информации неопходни за утврдување на можната неусогласеност.

(3) Во случај на неусогласеност, ОЕПС издава предупредување на корисникот, и ги информира Комитетот и Регулаторна комисија за енергетика, кое содржи:

- опис на неусогласеноста,
- барање до корисникот за објаснување за неговата неусогласеност со овие Правила
- потребната временска рамка за имплементација на активностите на корисникот, за да ја елиминира причината за неусогласеност со овие Правила и .

(4) Доколку корисникот не изврши усогласување со овие Правила во дадената временска рамка при издадено предупредување од страна на ОЕПС, ОЕПС има право да ги превземе сите неопходни мерки за воспоставување на нормална работа на системот вклучувајќи суспензија на пристап на корисникот кон преносниот систем за што ОЕПС не сноси никакви последици. ОЕПС ја информира Регулаторна комисија за енергетика за превземените мерки.

(5) Ако корисникот обезбеди усогласување со овие Правила во дадената временска рамка, ОЕПС има обврска да ги информира корисникот, Комитетот и Регулаторната комисија за енергетика за тоа.

### **VII.2. Неусогласеност на ОЕПС**

#### **Член 215**

(1) Доколку било кој корисник се сомнева во неусогласеноста на ОЕПС со овие Правила има право да достави официјално известување до ОЕПС за тоа. ОЕПС има обврска да спроведе внатрешна контрола во насока да ги утврди неусогласените прашања и да достави официјално известување до корисникот за резултатите од истрагата во рок од 45 дена по известувањето.

(2) Врз основа на резултатите од истрагата, корисникот има право да му достави на ОЕПС дополнителни забелешки во рок од 15 дена по официјалното известување од ОЕПС. ОЕПС



доставува официјално известување до корисникот и Комитетот за крајната одлука во рок од 15 дена од денот на доставување на дополнителните забелешки која се смета за конечна.

### **VII.3. Материјална одговорност на ОЕПС и корисниците**

#### **Член 216**

(1) Било каква одговорност на ОЕПС или корисникот на преносниот систем во нивниот меѓусебен однос како последица на неисполнување на нивните обврски, кои произлегуваат од овие Правила, е ограничена на непосредна материјална штета како резултат на нивното однесување. При тоа се исклучува одговорноста за посредни штети или загуба на профит, освен ако ова не е експлицитно меѓусобно договорено.

### **VII.4. Решавање на спорови**

#### **Член 217**

(1) Во случај на настанување на спор помеѓу ОЕПС и корисникот, двете страни ќе настојуваат, по пат на добра волја, да решат спогодбено било каков спор кој се однесува на одредбите од овие Правила.

(2) Во случај да не се постигне спогодба, спорните страни може да се обратат до Регулаторната комисија за енергетика која го решава спорот според процедурата за решавање на спорови.

(3) Одлуките на Регулаторната комисија за енергетика се конечни.

(4) Против одлуката на Регулаторната комисија за енергетика може да се покрене управен спор.

## **VIII. ПРЕОДНИ ОДРЕДБИ**

### **VIII.1. Ревизија на одредбите од Правилата**

#### **Член 218**

(1) ОЕПС, корисниците и електроенергетските субјекти можат да превземат иницијатива за промени или да достават амандмани на овие Правила. Корисниците и електроенергетските субјекти ги поднесуваат до Комитетот своите предлози за промени или амандмани на овие Правила. Промените или амандманите на овие Правила се донесуваат според постапката за донесување на овие Правила.

### **VIII.2. Усогласување со одредбите од Правилата**

#### **Координација со одредбите од Правилата**

#### **Член 219**

(1) Со влегување во сила на овие Правила, ОЕПС и корисниците имаат обврска да извршат усогласување со одредбите од овие Правила со сите карактеристики и работењето на преносниот систем и постројките на корисниците во рок од 12 месеци, вклучувајќи перманентно иземање од обврските кои се наведени во Дополнителните барања за приклучување на преносниот систем Член 93 од овие Правила.

#### **Извештаи за усогласеност**

#### **Член 220**

(1) Со влегување во сила на овие Правила, во рок од 12 месеци ОЕПС им доставува на корисниците на преносниот систем Барање за информација за усогласеност со одредбите од овие Правила кои се однесуваат на техничките спецификации и стандарди наведени во истите.

(2) Корисниците на преносниот систем имаат обврска да им поднесат на ОЕПС целосна информација во врска со Барањето од став (1) од овој член во рок од 3 месеци по добивање на Барањето.

(3) Врз основа на поднесените податоци и резултатите од вообичаените и специјалните тестирања во согласност со *ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ*, ОЕПС подготвува Извештај за усогласеност со одредбите од овие Правила не подоцна од 2 години од моментот на влегување во сила на овие Правила.

#### **Планови за усогласување**

#### **Член 221**

(1) Врз основа на Извештаите за усогласеност со одредбите дефинирани во Член 214 на овие Правила, се подготвуваат Планови за усогласување со цел да се дефинираат процедури за усогласување на постројките на преносниот систем и постројките на корисникот со одредбите од овие Правила.

(2) ОЕПС подготвува нацрт Планови за усогласување во однос на работата на целиот преносен систем и неговите постројки.

- (3) Корисниците на преносниот систем се должни да подготвуваат планови за усогласување на нивните постројки во временска рамка и во формат претходно дефиниран од ОЕПС.
- (4) Плановите за усогласување мора да вклучат опис на потребната опрема и активности како и временската рамка за имплементација на Планот за усогласување.
- (5) ОЕПС ги одобрува или ги наложува модификациите во Планот за усогласување на корисниците на преносниот систем.
- (6) Сите планови за усогласување мора да се подготват не подоцна од три години од влегување во сила на овие Правила.

### **VIII.3. Усогласување на општите и други норми, спогодби и договори**

#### **Член 222**

- (1) Во текот на две години од влегување во сила на овие Правила, ОЕПС има обврска да ги усогласи сите општи и други норми, како и спогодби и договори со одредбите од овие Правила.
- (2) До влегување на сила на став (1) од овој Член, постоечките норми, спогодби и договори остануваат на сила.

## IX. ЗАВРШНИ ОДРЕДБИ

### Член 223

(1) Составен дел на овие Мрежни правила се и следните Прилози:

- ПРИЛОГ 1 - СЦЕНАРИЈА ЗА ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА
- ПРИЛОГ 2 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ
- ПРИЛОГ 3 - УПАТСТВО ЗА ОЦЕНКА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ПРОЕКТИТЕ
- ПРИЛОГ 4 - ОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ И ПРЕНОСНА МРЕЖА
- ПРИЛОГ 5 - ОБРАСЦИ ЗА ПРИКЛУЧОК НА ПРЕНОСНА МРЕЖА
- ПРИЛОГ 6 - ПОСТАПКА ЗА ИЗВЕСТУВАЊЕ ЗА РАБОТА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА НА КОРИСНИК НА ПРЕНОСНА МРЕЖА
- ПРИЛОГ 7 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА НАДОМЕСТОК ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ
- ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ
- ПРИЛОГ 9 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПОТРОШУВАЧИ
- ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ
- ПРИЛОГ 11 – КВАЛИТЕТ НА ЕЕ
- ПРИЛОГ 12 – ЗАШТИТНИ УРЕДИ
- ПРИЛОГ 13 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ОДРЕДУВАЊЕ НА ГОЛЕМИНАТА НА СЕКУНДАРНА И ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА
- Други подготвени документи (образци за приклучок, договорни документи итн.)

(2) ОЕПС овозможува учество на сите заинтересирани субјекти од електроенергетскиот сектор во процесот на подготовка на овие Правила и ги доставува истите до Регулаторна комисија за енергетика на одобрување. По одобрувањето, Мрежните правила се објавуваат во Службен весник на Република Македонија.

(3) Со денот на влегувањето во сила на овие Правила претануваат да важат Мрежните правила (Сл. весник на РМ бр.95/2006)

(3) Овие *Мрежни правила* влегуваат во сила на осмиот ден по објавување во Службен весник на Република Македонија.

Претседател на управен одбор

# Х. ПРИЛОГ 1 - СЦЕНАРИЈА ЗА ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА

## Х.1. Дефиниции

### Планирачко сценарио

Планирачко сценарио е логичен, сеопфатен и конзистентен опис на идната состојба на преносната мрежа (генерално, опфаќа неколку планирачки временски периоди), и се креира врз претпоставено взаемно дејство на неколку клучни економски параметри (вклучувајќи економски раст, цена на горивата, цена на CO<sub>2</sub>, итн.). Едно планирачко сценарио се карактеризира со одредено производно портфолио (план за развој на производни капацитети, типови на производни капацитети, итн.), прогноза на оптоварување (влијание на мерките за енергетска ефикасност, стапка на пораст, облик на кривата на оптоварување, итн.) и ниво на размена со електроенергетските системи надвор од регионот кој се проучува. Сценариото може да се заснова на развојни трендови (т.н. сценарија „оддолу-нагоре“, bottom-up) или на постигнување на целите од енергетската политика (т.н. сценарија „одгоре-надолу“, top-down).

Сценариото е претставено преку неколку режими.

### Планирачки режим

Планирачки режим претставува одредена ситуација која може да настане во рамките на планирачко сценарио, предодредена од:

- еден специфичен временски момент (на пример, часови со врвни оптоварувања или ниски оптоварувања, во зима или лето), со соодветните прилики во однос на оптоварувањето и други карактеристични услови,
- појава на специфичен случаен феномен, генерално условен од климатските услови (како што се ветер, дотоци на вода, температура, итн.) или од расположливоста на електричните централи (планирана или принудна),
- соодветен диспечинг (според пазарни симулации или според зацртан редослед на ангажирање на генераторите „merit order“) на сите генератори и меѓусистемските текови на моќност.
- детална распределба на производството и оптоварувањето
- прогноза на размената на ЕЕ со соседните региони и
- претпоставки за развојот на мрежата.

### Репрезентативни планирачки сценарија

Репрезентативни планирачки сценарија се сценаријата дефинирани врз основа на целите на Европската Унија и/или според трендовите на ENTSO-E и преносните систем-оператори, земајќи ги предвид регионалните и националните особености.

### Репрезентативни планирачки режими

Репрезентативни планирачки режими се оние режими кои се соодветни за претставување на планирачките сценарија со цел да се процени потребата за развој и/или оптимизација на мрежата. Тие се дефинираат според критичноста и/или фреквенцијата на настанување.

### Редослед на ангажирање на генератори „merit order“

Во случај кога се на располагање повеќе производни ресурси, електричните централи и поединечните генератори во овие постројки се рангираат според нивната расположливост и според нивните варијабилни трошоци за производство на ЕЕ (претпоставувајќи дека постои совршен пазар на ЕЕ). Ова рангирање се нарекува „merit order“. Генераторите кои не се

диспечираат (како ветерните и фотоволтаичните генератори), а потоа и генераторите со најниски трошоци за производство на ЕЕ, први се користат за балансирање на оптоварувањето.

## **Х.2. Критериуми**

### **Планирање на преносната мрежа**

При планирање на преносната мрежа треба да се користат репрезентативни планирачки сценарија.

### **Оценка на сценаријата**

Секое избрано сценарио се оценува со анализа на соодветните репрезентативни планирачки режими. Овие режими се дефинираат од страна на ОЕПС, земајќи ги предвид националните и регионалните особености (види член *Репрезентативни планирачки режими*).

### **Планирачки временски хоризонти**

При дефинирање на репрезентативните режими треба да се опфатат најмалку два планирачки временски хоризонти, во опсег од 5 години:

- среднорочен хоризонт (типично после 5 години) и
- долгорочен хоризонт (типично 10 години).

### **Репрезентативни планирачки режими**

При дефинирање на репрезентативни планирачки режими треба да се имаат предвид следните променливи категории:

- проценети размени на моќност со соседните и околните електроенергетски системи,
- сезонски варијации (зима/лето),
- варијации на оптоварувањето (врвни/минимални оптоварувања) и
- временски варијации (ветер, температура, врнежи, сонце, итн.).

Според карактеристиките на европскиот интерконектиран електроенергетски систем и праксата на ENTSO-E, зависно од типот на планирачки анализи, се разгледуваат следните репрезентативни планирачки режими:

- режим со максимално оптоварување (зимски период),
- зимски режим со врвни оптоварувања (3-та среда јануари 11:00h & 19:00h),
- летен режим со врвни оптоварувања (3-та среда јули 11:00h) и
- режим со минимални оптоварувања (3-та среда јули 04:00h).

## **Х.3. Препораки**

### **Пазарни анализи**

Репрезентативните планирачки режими може да се дефинираат врз основа на резултатите од пазарните симулации и анализи.

### **Дополнителни планирачки режими**

Според потребите, при планирањето на преносната мрежа, покрај репрезентативните може да се истражуваат и дополнителни планирачки режими. Овие дополнителни планирачки режими може да се дефинираат при пробабилистички или повеќе-сценариски (multi-case) анализи. Со ваквиот пристап се проценуваат ризиците при работа на преносната мрежа преку целата година или за неколкугодишен период и се одредуваат несигурностите кои го

карактеризираат анализираниот период. Целта е да се опфатат што повеќе состојби на електроенергетскиот систем заради:

- детектирање на критични состојби на системот кои не може да се откријат на друг начин и
- оценка на веројатноста за појава на секој разгледуван режим, за полесен увид во приоритетите на потребните нови елементи во системот.

### **Проекти за проширување на преносната мрежа**

Несигурностите во однос на времето на пуштање во употреба на новите елементи и опрема налагаат конзервативен пристап при дефинирање на планирачките сценарија и режими, при што треба да се земе предвид:

- статусот на постапката за добивање дозволи (веќе доделени дозволи и дозволи во тек),
- појава на отпор на локалното население во однос на градбата на преносната инфраструктура и
- рокови за производство и градба на опремата и преносните објектите.

За проценка на несигурностите, може да се анализираат сценарија и режими без еден или без неколку проекти за развој на мрежата, како и сценарија и режими со помалку конзервативен пристап.

### **Оштетена или стара опрема и објекти**

За да се споредат различни развојни стратегии (на пример, реконструкција на преносните елементи во споредба со демонтажа на старите и градба на нови елементи), треба да се провери вистинската улога и важност на некој преносен елемент во мрежата, така што ќе се претпостави дека тој елемент не постои во планирачките сценарија и режими.

# XI. ПРИЛОГ 2 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ

## XI.1. Дефиниции

### Дефиниции за показатели на преносни капацитети

**Вкупен преносен капацитет (Total Transfer Capacity) TTC** – претставува максималната размена на моќност меѓу две области (системи), без притоа да се нарушат сигурносните критериуми за работа. TTC се однесува за одредено прогнозирано сценарио на работа на системот: производство, потрошувачка и конфигурација на мрежата, т.н. основно сценарио, со кое се спроведуваат пресметките според договорената процедура. Очекуваната вредност на TTC може да варира од реалната, поради непрецизностите во прогнозата на идната состојба на системот, која пак зависи од временската дистанца на предвидувањата.

**Маргина на преносната доверливост (Transmission Reliability Margin) TRM** – претставува сигурносна резерва која ги надминува несигурностите во проценката на TTC. Дел од преносниот капацитет се одвојува од вкупниот преносен капацитет на системот, со цел да се зголеми флексибилноста на системот и да се амортизираат грешките во пресметките и отстапувањата од реалните состојби во однос на предвидените ситуации. Досега, TRM не е дефинирана на единствен начин; секоја држава си има свој пристап при проценката на TRM. Пресметката на TRM се базира на следната хевристичка формула:

$$TRM = 100\sqrt{n}$$

каде што  $n$  е број на интерконекции на соодветната граница.

**Нето преносен капацитет (Net Transfer Capacity) NTC** – претставува максималниот програм на размена на моќност меѓу две области (системи) кога се исполнети сигурносните стандарди кои важат и за двата система, притоа земени ги предвид и техничките несигурности за идната состојба на мрежата.

**Веќе доделен капацитет (Already Allocated Capacity) AAC** – показател кој ги претставува веќе договорените размени на моќност кои ангажираат дел од преносните капацитети на системот, а не се вклучени во основното сценарио.

**Расположив преносен капацитет (Available Transmission Capacity) ATC** – претставува делот од NTC кој покажува колкава можност постои да се изврши одреден трансфер на моќност.

**Преносниот капацитет на мрежата (Grid Transfer Capability) GTC** – ја претставува способноста на мрежата да пренесе ЕЕ од една област во друга, запазувајќи ги при тоа сигурносните критериуми.

Вредностите на TTC, TRM, NTC и GTC зависат од насоката во која се врши размената на моќност. Генерално, за различни насоки на размена ( $A \rightarrow B$  или  $B \rightarrow A$ ) се добиваат различни резултати.

### Примена на показателите на преносни капацитети

Методологиите за пресметка на Преносниот капацитет на мрежата GTC и Нето преносниот капацитет NTC се идентични.

Показателот **Преносен капацитет на мрежата GTC** се користи за потребите на:

- студијата за развој на преносната мрежа,
- планирање на нови интерконективни водови, и
- изработка на 10 годишниот план за развој на преносната мрежа при ENTSO-E.



Показателот на Нето преносен капацитет NTC се користи за потребите надоделување на годишните, месечните и неделни преносни капацитети на границите на ОЕПС со соседните преносни систем-оператори.

## **XI.2. Методологија**

### **Општо**

Методологијата за пресметка на преносни капацитети се базира на текови на моќност.

Пресметките на тековите на моќности треба да се спроведат користејќи модел базиран на наизменични текови на моќност.

### **Подготовка на основно сценарио**

Основното сценарио го содржи моделот на мрежата и влезните параметри на системот: конфигурацијата на мрежата и нивото на потрошувачка и производство во моментот за кој се врши анализата.

За формирање на прогнозиранiot македонски модел како влезни податоци се користат:

- вклопната состојба на 110 и 400 kV елементи од македонската мрежа,
- прогноза на оптоварување на дистрибутивниот конзум,
- производството на хидроелектраните и термоелектраните,
- проценетиот увоз и
- потребите од ЕЕ на потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа.

Врз основа на овие податоци се формира македонскиот модел за соодветниот месец и истиот се разменува со сите систем-оператори од регионот на Југоисточна Европа.

### **Регионален модел**

За пресметка на преносниот капацитет се користи регионален модел во кој се интегрирани електроенергетските системи на државите од Југоисточна Европа. Останатиот дел на синхроната интерконекција на континентална Европа е моделиран со соодветен еквивалент споен на границата на периферните систем-оператори. Регионалниот модел е во посебен USTE или XML формат.

### **Вкупен преносен капацитет**

Со цел да се утврди максималниот преносен капацитет меѓу два соседни системи, размената постепено се зголемува сè додека не се достигнат сигурносните ограничувања. Почнувајќи од размената која е дефинирана во основното сценарио, дополнителната размена се симулира преку зголемување на производството во системот што извезува, и еквивалентно намалување на производството во системот што увезува ЕЕ. Промената на производството се врши со одреден чекор додека не се пречекорат сигурносните критериуми.

Граничната вредност на вкупниот преносен капацитет ТТС се одредува врз основа на критериумот N-1 (член 26). Примената на критериумот доведува до два вида на ограничувања:

- термички ограничувања на елементите (водови, трансформатори) и
- напонски ограничувања.

Моќноста која се разменува меѓу двата анализирани системи постепено се зголемува сè дури не се наруши едно од горенаведените ограничувања. Се проверува дали нарушеното ограничување може да се надмине преку одредени корективни мерки. Кога се работи за проблематичен елемент во рамките на соседниот електроенергетски систем, ограничувањето треба да се разгледа во консултација со систем операторите од соседниот

електроенергетски систем. Ако и тогаш ограничувањето останува на сила, пресметките се стопираат и се добиваат конечните резултати.

Кога се пресметува TTC од системот А кон системот В, координирано се зголемува производството во А, а се намалува во В. Граничната вредност на промената на производството означува вишок на моќност во однос на основното сценарио која може континуирано да се разменува од А кон В при што двата ЕЕС-а работат доверливо. Максималната можност за размена (извоз) од системот А кон системот В во склад со сигурносните критериуми, е:

$$TTC^+ = TTC^{A \rightarrow B} = BCE + \Delta E_{\max}^+$$

При пресметка на TTC од системот В кон системот А процедурата е обратна; се намалува производството во А, а се зголемува во В. Максималната можност за размена (увоз) на системот А од системот В во склад со сигурносните критериуми, е:

$$TTC^- = TTC^{B \rightarrow A} = \Delta E_{\max}^- - BCE$$

Вредноста на TTC не зависи од насоката.

### Методи на генераторско поместување

Резултатите од пресметките се осетливи на изборот на генераторските јазли во кои се симулира промената (намалување или зголемување) на произведената моќност. Генераторското поместување може да се спроведе на следниве начини:

- пропорционално на резервата се користи при пресметката на NTC и
- пропорционално на ангажирањето се користи при пресметката на GTC.

## XI.3. Пресметка на Вкупниот расположлив преносен капацитет АТС

### Пресметка на Нето преносниот капацитет NTC

Од добиените вредности на TTC (*Вкупен преносен капацитет*) за двата правци, се одзема TRM и се добива нето преносниот капацитет NTC на мрежата при размена на моќност меѓу системите А и В.

$$NTC = TTC - TRM$$

### Пропорционална промена на производството

Пропорционална промена на производството на сите генератори во системот, во зависност од нивното учество во вкупното производство во основното сценарио.

$$P_{new}^{inc} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i^{\max} - P_i}{\sum_n (P_i^{\max} - P_i)}$$

$$P_{new}^{dec} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i^{\min} - P_i}{\sum_n (P_i^{\min} - P_i)}$$

$$\text{при } |\Delta E| \leq \left| \sum (P_{\max} - P_i) \right|$$

$$|\Delta E| \leq \left| \sum (P_{\min} - P_i) \right|$$

Оваа метода се препорачува да ја користат преносните систем оператори при пресметка на нето преносниот капацитет во постапката на оперативно планирање, бидејќи во овој случај се почитуваат физичките граници во работата на преносната мрежа.

### **Пресметка на Вкупниот расположлив капацитет на годишно ниво АТСгодишно**

Вкупниот расположлив преносен капацитет на годишно ниво на соодветната интерконекција може да биде усогласен до максимално 20% од добиената вредност на Нето преносниот капацитет при годишната пресметка.

$$ATC_{\text{годишно}} \leq 20\% NTC_{\text{годишно}}$$

### **Пресметка на Вкупниот расположлив капацитет на месечно ниво АТСмесечно**

Вкупниот расположлив преносен капацитет на месечно ниво на соодветната интерконекција е еднаков на разликата помеѓу добиената вредност на Нето преносниот капацитет при месечната пресметка и однапред доделениот капацитет на годишно ниво.

$$ATC_{\text{месечно}} = NTC_{\text{месечно}} - AAC_{\text{годишно}}$$

### **Пресметка на Вкупниот расположлив капацитет на неделно ниво АТСнеделно**

Вкупниот расположлив преносен капацитет на неделно ниво на соодветната интерконекција е еднаков на вредноста на недоделениот капацитет на месечно ниво.

$$ATC_{\text{неделно}} = NTC_{\text{месечно}} - AAC_{\text{годишно}} - AAC_{\text{месечно}}$$

## **XI.4. Пресметка на Преносниот капацитет на мрежата GTC**

### **Пресметка на Преносниот капацитет на мрежата GTC**

Во долгорочно планирање од интерес е добивање генерална слика за тековите на моќност, додека TRM вредноста и ангажираната моќност на производните единици не е од интерес.

Вредноста на Преносниот капацитет на мрежата е еднаква на Вкупниот преносен капацитет

$$GTC = TTC$$

### **Промена на производството пропорционално на ангажираната моќност**

Во овој случај избраните генераторски единици се модифицираат пропорционално на моменталното ангажирање. Во оваа метода не се земаат во предвид производните ограничувања на производните единици.

$$P_{\text{new}}^{\text{inc}} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i}{\sum_n (P_i)} \cdot \frac{1}{2}$$

$$P_{\text{new}}^{\text{dec}} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i}{\sum_n (P_i)}$$

Добиената вредност на вкупниот преносен капацитет ја означува теориската вредност на вкупниот преносен капацитет.

## **XII. ПРИЛОГ 3 - УПАТСТВО ЗА ОЦЕНКА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ПРОЕКТИТЕ**

### **XII.1. Општо**

#### **Цел**

Целта на оценката на проектите е да го карактеризира влијанието на проектите во преносната мрежа, во однос на:

- придобивките (зголемен преносен капацитет за тргување со ЕЕ и услуги за балансирање помеѓу ценовно различни зони, интеграција на обновливи извори на енергија, зголемена сигурност во снабдувањето со ЕЕ) и
- трошоците.

#### **Обем**

Ова упатство овозможува усогласена рамка за определување на влијанието на одделни инвестиции или проекти во рамките на европските стандарди за планирање и развој на преносната мрежа во рамките на ENTSO-E.

Ваквата усогласена рамка овозможува создавање на заедничка визија помеѓу преносните систем-оператори, и му овозможува на ОЕПС и ENTSO-E, преглед на инвестиционите потреби и можности на еден транспарентен и усогласен начин.

#### **Исклучок**

Рангирањето и селекцијата на проектите не е цел на ова Упатство.

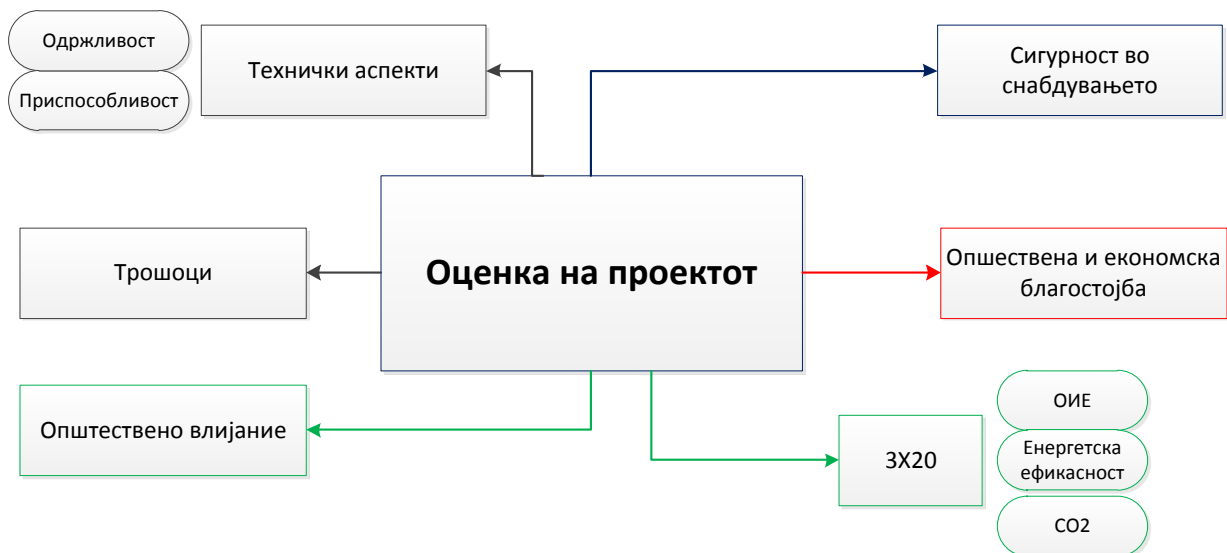
### **XII.2. Избор на критериуми за оценка**

#### **Рамка**

Рамката за оценка на влијанието се базира на повеќе-критериумски пристап. Основа за избор на критериумите предложени во ова Упатство се следните начела:

- овозможување на развој на единствена европска мрежа и остварување на 20-20-20 целите,
- гарантирање на сигурност во снабдувањето,
- комплетирање на внатрешниот пазар на ЕЕ,
- обезбедување на техничка одржливост на ЕЕС и
- показателите кои што ќе се користат да бидат што е можно поедноставни и појасни (особено оние што се однесуваат на оценка на влијанието врз заедницата и животната средина).

Одредени проекти ги опфаќаат сите категории на придобивки, додека одредени проекти имаат влијание само на одредени показатели.



Слика 1. Основна поделба на показателите за оценка на проектите

### Групирање на придобивките од проектите

Придобивките од проектите се групирани на следниот начин:

**B1. Подобрена сигурност во снабдувањето** е способност на ЕЕС да овозможи задоволително и сигурно снабдување со ЕЕ при нормални услови.

**B2. Општествена и економска благосостојба** се карактеризира преку можноста да се намалат загушувањата во преносната мрежа и да се овозможи задоволителен преносен капацитет. Намалувањето на загушувањата како показател за општествената и економската благосостојба подразбира рамномерна распределба на придобивките како една од целите на Европската Унија за развој на интегриран пазар.

**B3. Интегрирање на обновливи извори на електрична енергија (ОИЕЕ).** Поддршката кон интеграцијата на ОИЕЕ се дефинира преку способноста на ЕЕС да овозможи поврзување на нови ОИЕЕ или да овозможи намалување на неиспорачаната енергија на постојните ОИЕЕ.

**B4. Намалување на загубите во преносната мрежа (енергетска ефикасност)** подразбира намалување на термичките загуби во преносната мрежа. Во исто време ова претставува и показател за енергетската ефикасност.

**B5. Намалување на емисијата на CO<sub>2</sub>** е показател за намалена емисија на CO<sub>2</sub>, како резултат на влегување во работа на ОИЕЕ и намалување на загубите на ЕЕ во преносната мрежа (комбинација од показателите B2 и B4).

**B6. Техничка одржливост/ безбедност на системот** е способност на ЕЕС да издржи екстремни услови на работа.

**B7. Приспособливост** е способност на предложеното решение да овозможи задоволување на различни идни сценарија за развој на преносната мрежа, вклучувајќи го тука и пазарот на балансна енергија.

### Трошоци

Трошоците за проектот се дефинираат на следниот начин

Вкупните трошоци за проектот се базираат на груба проценка на трошоците. Трошоците за земјиштето, штетите како и трошоците после завршувањето на животниот век на проектот, исто така треба да се земат предвид.

## Влијание на проектот врз заедницата и животната средина

Влијание на проектот врз заедницата и животната средина ја зема предвид перцепцијата на локалното население, и како такво претставува показател за тоа дали проектот ќе биде завршен до предвидениот рок.

### Сумарна табела за проценка на влијанието

Претходно пресметаните оценки се систематизираат и се прикажуваат во облик на табела (слика 2). Во оваа табела се прикажани резултатите од оценката преку поедноставена шема на бои за секоја од придобивките, како и влијанието на проектот врз заедницата и животната средина. Пресметаната вредност на Преносниот капацитет на мрежата GTC и вкупните трошоци се прикажуваат нумерички.

Проект	Сигурност во снабдувањето	Општествена и економска благосостојба	Интегрирање на ОИЕЕ	Енергетска ефикасност	Намалување на емисијата на CO <sub>2</sub>	Техничка одржливост	Приспособливост
А – име, опис							
Б – име, опис							

Слика 2. Претставување на показателите за придобивките од проектот

Иако табеларното прикажување овозможува оценка на индивидуалните аспекти на проектите, таа не би требало да се користи за меѓусебно споредување на проектите.

## XII.3. Методологија за оценка

### Цел

Методологијата за оценка вклучува пет чекори:

- опис на референтното сценарио,
- идентификација на можностите за развој на мрежата,
- опис на трошоците за проектот (вклучувајќи го тука и влијанието на проектот врз заедницата и животната средина),
- опис на придобивките од проектот и
- сумарна табела за проценка на влијанието.

### Опис на референтното сценарио

Референтната година која што се разгледува е годината во која што се изработува Студијата за развој на преносната мрежа. Под референтна мрежа ја подразбираме постојната мрежа дополнета со елементите кои што се во градба или пак имаат дозвола за градба.

Временскиот период на разгледување на предложеното решение се препорачува да биде десет години после референтното сценарио.

Формирањето на сценарија на производните капацитети е опишано во ПРИЛОГ 1 - СЦЕНАРИЈА ЗА ПЛАНИРАЊЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА.

Со цел да се пресметаат квалитативните и квантитативните придобивки на проектот треба да се разгледаат сценаријата со најмалку два случаи, со и без разгледуваниот проект.

### Идентификација на проекти

Доколку не се исполнети техничките критериуми за планирање во референтното сценарио, дефинирани во Мрежните правила (членови 36 - 40), тогаш се идентификуваат проблемите и се планираат проекти за развој на преносната мрежа.

Развојот на преносната мрежа заради надминување на проблемите може да опфаќа внатрешни и интерконективни проекти, при што секој проект треба да води кон зголемување на придобивките во споредба со референтното сценарио.

Доколку постојат повеќе проекти за надминување на ист проблем во планирачкиот хоризонт треба да се разгледаат два случаи, со и без разгледуваниот проект, и истите да се споредат.

### **Вкупни трошоци за проектот**

За секој проект треба да се идентификуваат трошоците.

Вкупните трошоци за време на животниот век на проектот треба да ги вклучат следните составни делови:

- очекувани трошоците за материјали и трошоците за монтажа (како на пример, трошоците за столбовите, темелите, проводниците, каблите, далекуводното поле, заштитните и управувачките системи),
- очекувани трошоци заради привремените решенија неопходни да се реализира проектот (како на пример, заради градба на проектот треба да се изгради временна врска со цел да изгради новиот далекувод),
- очекувани трошоци заради добивање на соодветните дозволи за градба,
- очекувани трошоци за уредите кои што треба да се заменат во текот на животниот циклус на проектот,
- трошоци за демонтажа, на крајот на животниот век на проектот и
- останати трошоци кои што можат да се јават во текот на животниот век.

### **Влијание на проектот врз заедницата и животната средина**

Раната проценка на влијанието на проектот врз заедницата и животната средина ќе овозможи да се зголеми прифатливоста на проектот од страна на заедницата, што во краен случај треба да доведе до добивање на дозвола за градба.

Показателите треба да се определат со помош на експертска проценка, или доколку е возможно, преку прелиминарни студии за животната средина. Оценките треба да ги земат предвид следните аспекти:

- влијание на природата (премин преку заштитени подрачја, ефектот врз растителниот, животинскиот свет и биодиверзитетот),
- влијание врз човечките активности (влијанието врз агрикултурата, инфраструктурата, туризмот, историските и културните добра) и
- општествена прифатливост (визуелно влијание, перцепција за потребата од проектот, програмат за привремена и трајна експропријација).

Влијанието на проектот врз заедницата и животната средина може се опишува со помош на шема на бои, користејќи го притоа принципот на семафор (види Слика 3), според следното упатство:

Индикативните бои за компаративна анализа во извештаите на ENTSO-E се доделуваат на следниот начин::

- **Зелена**: веројатноста проектот да се изгради во предвиденото време е голема.

Можните показатели кои укажуваат дека проектот ќе се изгради во предвиденото време се следните:

- не се зафатени заштитени или густо населени области,
- не постои конфликт во однос на инфраструктурата и
- визуелното восприемање на проектот е мало.

(Пример: поврзување на ветерни центри во ненаселени области во посебни зони одобрени од самата Влада.)

- **Жолта**: веројатноста проектот да се изгради во предвиденото време е реална, меѓутоа проектот е изложен на одреден ризик.

Можните показатели кои укажуваат дека проектот е изложен на одреден ризик се следните:

- со проектот се зафатени одредени заштитни или населени области и
- визуелното восприемање на проектот е умерено.

(Пример: реконструкција на надземен или кабелски вод во населено место.)

- **Црвена**: веројатноста проектот да се изгради во предвиденото време е многу мала.

Можните показатели кои што укажуваат дека планираното време на изградба може да се одолжи се следните:

- со проектот се опфатени заштитени или населени места,
- постоење на поранешни конфликти со локалната заедница при реализација на слични проекти и
- визуелното восприемање на проектот е големо.

(Пример: градба на далекувод кој треба да помине низ земјоделско земјиште.)

Проект	Влијание на проектот врз заедницата и животната средина
А – Име, Опис	
Б – Име, Опис	
В – Име, Опис	

Слика 3. Претставување на влијанието на проектот врз заедницата и животната средина

## XII.4. Оценка на придобивки

### XII.4.1 Географски обем на анализите

#### Дефиниција

Анализите географски го опфаќаат националниот ЕЕС, како и регионот на Југоисточна Европа. По потреба, анализираниот регион може да се прошири и со соседните региони.

### XII.4.2 Анализа на придобивките

#### Методологија

За сите категории на придобивки, се применува методологија во два дела:

[1] Методологија за квантификација или квалитативен опис на влијанието на проектот.

[2] Методологија за оценка на дополнителните вредности од проектот, преку приказ со шема со бои (слика 3).

Оценката на ефектите може да се направи користејќи пазарни и/или мрежни анализи, вклучувајќи и експертски проценки.

Строго се препорачува меѓусебна координација и итеративна примена на двата типа анализи.



## Пазарни анализи

Пазарните анализи даваат детална оценка на профилот на производство и потрошувачка, при што за моделирање на мрежата се користи поедноставен пристап. Пазарните анализи се спроведуваат на часовно ниво за целата година и нивна предност е јасно истакнување на структурните во однос на инцидентните „тесни грла“ во мрежата.

## Мрежни анализи

Мрежните анализи се спроведуваат на неколку планирачки режими, избрани врз основа на информациите добиени од пазарните анализи (диспечинг на генераторите, фреквенција и тежина на испадите). Во овој случај се користи поедноставена претстава на производството и оптоварувањето и детално моделирање на мрежата. Предноста на мрежните анализи е што ги согледуваат внатрешните загушувања во мрежата, вклучувајќи ги и ефектите на кружните (паралелните) текови на моќност.

## XII.4.3 Пресметка на Преносната можност на мрежата ГТС

### Дефиниција

Методологијата за пресметка на показателите на придобивките  $B_1$ ,  $B_2$ ,  $B_3$  и  $B_5$  за секој планирачки режим се заснова на проценка на варијациите на Преносната можност на мрежата ГТС.

Преносната можност на мрежата ГТС е способност на мрежата да пренесува ЕЕ преку одредена граница, т.е. од една област (ценовна област, област во земјата или регионот или област контролирана од ОЕПС) во друга. Вредноста на ГТС зависи од предвидената состојба на оптоварување, производство и размена, како и од топологијата и расположливоста на мрежата.

Преносната можност на мрежата ГТС е ориентирана, што значи дека преку одредена граница, може да има две различни вредности за двете спротивни насоки.

Границата може да биде фиксна (граница меѓу држави или ценовни области) или да варира за различни планирачки временски хоризонти, сценарија или режими.

### Пресметка

Пресметката на придобивките преку варијациите на Преносната можност на мрежата ГТС е различна во зависност од категоријата на придобивка. Сепак, постојат заеднички основи. Пресметката се состои од следните чекори:

Чекор 1: Пресметка на текови на моќност и напонски прилики за референтно сценарио

Со пазарните анализи се добива очекуваниот диспечинг на производството, кој е влезен податок за мрежните анализи. Прекуграничните текови на моќност, се пресметуваат со сумирање на тековите на активна моќност, имајќи ја предвид насоката на тековите, на сите водови кои ја преминуваат границата меѓу двете области кои се предмет на анализа.

Чекор 2: Преносна можност на мрежата ГТС

Преносната можност на мрежата ГТС за одредена насока се добива под претпоставка дека тековите на моќност се од областа со релативно ниска цена, кон областа со повисока цена за производство на ЕЕ, и дека најголеми придобивки се добиваат преку максимизација на овие текови.

При анализите, производството се зголемува во областа која извезува, а се намалува во областа која увезува ЕЕ.

За еден планирачки временски хоризонт, насоката на тековите на моќност не мора да биде иста за различни сценарија и режими. Тоа значи дека анализираната област може да извезува ЕЕ во одредени режими, а да увезува во други режими.

Пресметката на Преносната можност на мрежата GTC се прави со и без проектот и се добиваат две различни вредности, кои се споредуваат за да се оцени нивото на придобивка. Притоа се применуваат планирачките критериуми за погонските параметри на мрежата.

Чекор 3: Вкупна придобивка од проектот

Придобивката се пресметува за секој режим, користејќи ја пресметаната вредност на GTC и релацијата меѓу показателот на придобивка со GTC. Годишната вредност на придобивката се пресметува земајќи го предвид тежинскиот фактор на секој режим.

Вкупната придобивка на секој проект се добива со комбинација на придобивките за секој планирачки режим според формулата:

$$\text{Придобивка} = \sum_{i=1}^{ПР} \text{Придобивка}(GTC_i) \times \text{Часови}_i$$

каде:

*ПР* – број на планирачки режими,

*Придобивка(GTC<sub>i</sub>)* – придобивка за секој планирачки режим пресметана како разлика во максималната придобивка со и без проектот,

*Часови<sub>i</sub>* – период од годината во часови кој е претставен преку планирачкиот режим.

## **XII.5. Методологија за секоја категорија на придобивки**

### **XII.5.1 Подобрена сигурност на снабдување**

#### **Мрежни анализи**

При мрежна анализа, придобивката се проценува преку подобрување на сигурноста на снабдување за случајни испади според техничките критериуми за планирање. Значи, системот е изложен на ризик ако не се исполнети техничките критериуми за случајни испади во некои од планирачките режими.

Проценката треба да биде фокусирана на одредена географски област.

Дополнителната ЕЕ која се обезбедува со проектот може да се пресмета со претпоставените тежински фактори за траење на конкретните планирачки режими, како што е објаснето во Методологија за оценка, точка 3.

Подобрувањето на сигурноста на напојување поради проектот е разлика меѓу случаите со и без проект.

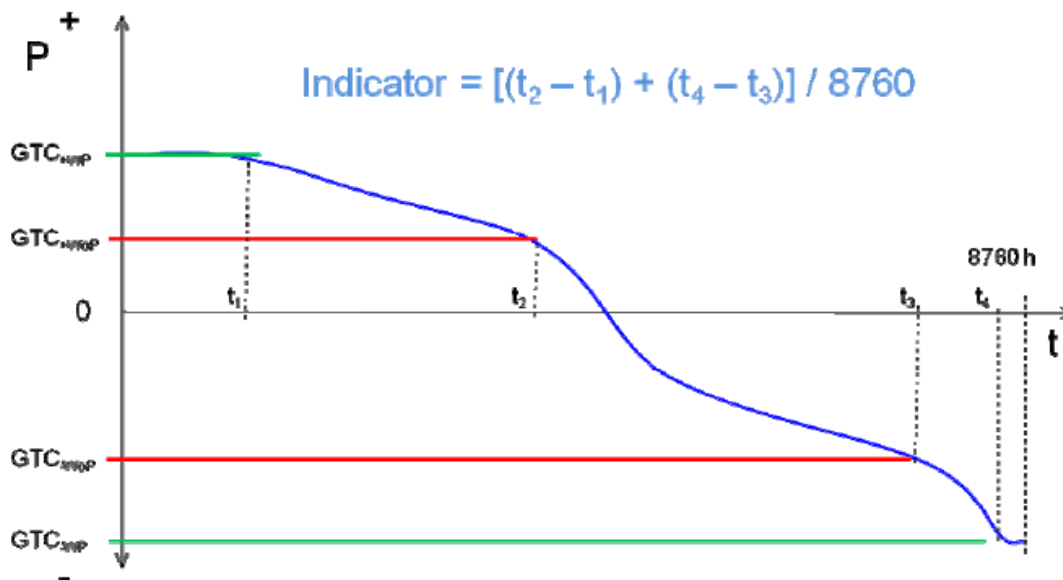
#### **Пазарни анализи**

При пазарни анализи, проценките не се ограничени на предефинирани планирачки режими, туку со пробабилистички методи се симулира работата на системот во текот на една година, дури и во текот на неколку години ако има значителни разлики меѓу одредени години.

Споредбени резултати на подобрена сигурност на напојување, во однос на мрежните анализи, може да се добијат и без дополнителни симулации, директно од кривите на траење на текови на моќност низ одредени преносни елементи, така што се анализираат ефектите од разликите во вредноста на GTC со и без проектот, види слика 4.

Во секој случај, кога физичките текови многу се разликуваат од пазарните текови, овие резултати треба да се проверат со мрежни анализи.

Во пазарните анализи, придонесот на предложените проекти во однос на сигурноста на напојување може и понатаму да се допрецизира со пресметка на очекуваната неиспорачана ЕЕ (ENS) за основното сценарио и сценарија зајакнати со алтернативните проекти.



Слика 4. Проценка на подобрувањето на сигурноста на напојување преку пазарни анализи користејќи споредба на вредностите на GTC со и без проектот.

### Индикативни бои

Индикативните бои за компаративна анализа во извештаите на ENTSO-E се доделуваат на следниот начин:

БЕЛА: проектот нема да ја подобри сигурноста на напојување, т.е. напојувањето при нормални испади во текот на десет години после пуштањето во работа.

СВЕТЛО ЗЕЛЕНА: проектот ја подобрува сигурноста на напојување при нормални испади во период од десет години после пуштањето во работа.

ЗЕЛЕНА: Проектот дополнително ја подобрува сигурноста на напојување и при екстремни испади во период од десет години после пуштањето во работа.

## XII.5.2 Општествена и економска благосостојба

### Дефиниција

Придобивките во однос на општествената и економската благосостојба се пресметуваат преку редуцијата на вкупните трошоци за производство на ЕЕ кои се резултат на варијациите на GTC поради проектот. Со надминување на „тесните грла“ во мрежата кои го ограничуваат пристапот на производителите до пазарот на ЕЕ, проектот придонесува за зголемена конкурентност меѓи производителите, истовремено намалувајќи ја цената на ЕЕ за потрошувачите. Слично, проектот придонесува во намалување на цената на ЕЕ со тоа што овозможува приклучок на нови производители, со релативно пониски трошоци за производство.

Во идеален случај, редуцијата на трошоците за производство на ЕЕ треба да се пресмета со комбинација на мрежни и пазарни анализи, користејќи детален модел на мрежата и економска оптимизација во која учествуваат единечните производители (генератори) со сопствените трошоци за производство.

Во пракса, добра индикација за придобивките може да се добие преку раздвоени мрежни и пазарни анализи, со нивна итеративна проценка. И во двете анализи се користи GTC.

## Пазарни анализи

Во пазарните анализи се применува економска оптимизација за да се одредат оптималните трошоци на производството (оптимален диспечинг), со и без проектот. Придобивката се пресметува како:

$$\text{Придобивка}_{\text{час}} = [\text{Трошоци за производство}]_{\text{без проект}} - [\text{Трошоци за производство}]_{\text{со проект}}$$

Вкупната придобивка за планирачкиот временски хоризонт се пресметува со сумирање на придобивките за сите часови од годината.

Оптимизацијата ги зема предвид специфичните трошоци на секој генератор.

Се користи поедноставен модел на преносната мрежа. Може да се употреби DC пресметка на тековите на моќност, со мал број на јазли и гранки во мрежата – поедноставувањето може да се сведе до еден јазел за секоја област/систем и една гранка за секоја граница. Важно е пазарниот модел да ги има ограничувањата на прекуграничните текови, за да не се надмине GTC за секоја граница. Ограничувањата на прекуграничните текови се препорачува да се добијат од детални мрежни анализи во согласност со техничките критериуми за планирање (во недостиг на анализи може да се користат и термичките ограничувања на водовите).

Функцијата на цел на оптимизацијата е намалување на вкупните трошоци за производство на ЕЕ.

Добиениот оптимален диспечинг на производство и тековите на моќност може да не ги искористуваат целосно ефектите на проектот: прекуграничните текови може да се помали од GTC. Исто така, поедноставениот мрежен модел може да доведе до таков диспечинг кој не може технички да се реализира.

Предностите на овој модел и овие анализи е во тоа што правилно ги адресираат цените за производство на единечните генератори, и се прават посебни симулации за секој час во текот на годината. Тоа значи дека се применуваат вистинските маргинални трошоци за извозните и увозните области, и тоа во текот на целата година.

Ограничувањата на моделот и анализите е во тоа што не се целосно предвидени техничките карактеристики на преносната мрежа кои може да го ограничат оптималниот економски диспечинг на генераторите.

## Мрежни анализи

Во мрежните анализи, се одредуваат максималните преносни можности GTC меѓу две области, користејќи ја техниката на пресметка опишана во XII.4.3 *Пресметка на Преносната можност на мрежата GTC*.

Придобивката за секој анализиран режим се одредува со споредба на трошоците за производство без проектот, во однос на трошоците за производство кога проектот е вклучен во мрежата, при што се користи релацијата:

$$\text{Придобивка} = \sum_{i=1}^{\text{import } G} (C_{\text{imp}_i} \cdot \text{MWchange}) - \sum_{i=1}^{\text{export } G} (C_{\text{exp}_i} \cdot \text{MWchange})$$

каде:

*export G* – број на генератори во извозната област, вклучувајќи ги и новите генератори, со зголемено производство,

*import G* – број на генератори во увозната област со намалено производство,

*C<sub>exp<sub>i</sub></sub>*

*C<sub>imp<sub>i</sub></sub>*

*MWchange* – разликата во MW во производството на генераторот во случаите со и без новиот проект, за секој час.

Се претпоставува дека оптималните текови на моќност преку границата се оние кои ја достигнуваат GTC вредноста.

ОЕПС треба да ги базира трошоците за производство според диспечингот кој го даваат пазарните анализи.

Кога зголемувањето на производството во извозната област се постигнува со зголемено ангажирање на постојните генератори од одреден тип, или со очекуваните нови генератори, во тој случај треба да се користат средните варијабилни трошоци на маргинално производство. Кога зголемениот извоз се постигнува со нови извори кои сè уште не се планирани со прецизност, се користат средните трошоци на производство за цела извозна област.

Во увозната област, за трошоците на секој генератор чие производство е намалено се користат средните варијабилни трошоци на маргинално производство.

Треба да се има предвид дека загубите на активна моќност се различни со и без проектот. Трошоците за промена на загубите се инхерентно вградени во мрежните анализи на придобивките за општествена и економска благосостојба, бидејќи количината на производство автоматски се прилагодува за да ги задоволи збирните потреби на оптоварување и загуби.

Мрежните анализи укажуваат на придобивките од целосно искористување на проектот. Но, тоа може да не биде економски оптимум, на пример во случај кога производството во извозната област, го заменува производството во увозната област со генератори со слични трошковни карактеристики кои се поблиску лоцирани до потрошувачите, или пак во случаи на ангажирање на скапи генератори во извозната област за да се постигне целосно искористување на извозните можности.

Вкупните придобивки за планирачкиот временски хоризонт се добива со сумирање на придобивките од секој анализиран режим со методот опишан во чекор 3 од *Пресметка на Преносната можност на мрежата GTC*.

Предноста на мрежните анализи е во тоа што придобивките се пресметуваат до нивото на размена кое технички може да се реализира.

Ограничувањата на овие анализи се во тоа што не се користат вистинските трошоци за производство, како и во тоа што годината се претставува со ограничен број на режими. Ако не се обработат доволен број на режими, тогаш GTC можеби во некои случаи не ќе може да се реализира.

Имајќи ги предвид слабостите и на двата типа анализи, се препорачува итеративна примена и на двете анализи.

### **Индикативни бои**

Индикативните бои за компаративна анализа во извештаите на ENTSO-E се доделуваат на следниот начин:

БЕЛА: проектот има годишни придобивки < 30 милиони евра.

СВЕТЛО ЗЕЛЕНА: проектот има годишни придобивки меѓу 30 и 100 милиони евра.

ЗЕЛЕНА: проектот има годишни придобивки > 100 милиони евра.

## **XII.5.3 Интегрирање на обновливи извори на ЕЕ**

### **Дефиниција**

Интегрирањето на обновливи извори на ЕЕ (ОИЕЕ) во ЕЕС, е поддржано преку:

[1] Приклучување на нови ОИЕЕ на преносната мрежа.

[2] Зголемување на GTC од областа со вишок на ОИЕЕ за да го пласира производството кон други области.

Во првиот случај, интегрирањето на ОИЕЕ се оценува според количината на MW приклучени во една област.

Во вториот случај, границата за која се пресметува GTC се одредува на местото на разграничување на областа со вишок на ОИЕЕ и областа во која може да се троши производството на ОИЕЕ. Потоа, придобивката од интегрирање на ОИЕЕ се оценува во MW со пресметка на зголемувањето на GTC поради новиот проект.

### **Мрежни анализи**

При мрежните анализи се обработуваат два случаи, со и без проектот, и за секој од нив се зголемува производството на ОИЕЕ во извозната област, сè додека се задоволени техничките критериуми за планирање.

Максималното ниво на производство пред моментот кога техничките критериуми не се повеќе задоволени се користи за пресметка на показателот GTC, според постапката опишана во чекор 2 од *Пресметка на Преносната можност на мрежата GTC*.

Вкупната придобивка од интегрирање на ОИЕЕ за периодот во годината претставен со анализираниот режим, се добива како разлика на вредностите за GTC со и без проектот, според постапката опишана во чекор 3 од *Пресметка на Преносната можност на мрежата GTC*.

Вкупната придобивка од интегрирање на ОИЕЕ за планирачкиот временски хоризонт се добива како сума на придобивките за секој анализиран режим, според постапката опишана во чекор 3 од *Пресметка на Преносната можност на мрежата GTC*.

### **Пазарни анализи**

Со пазарните анализи може да се одреди ЕЕ произведена од ОИЕЕ и предадена во ЕЕС. Моделирањето се прави така што ОИЕЕ се лоцира во еден јазел кој е одвоен од областа каде што се троши оваа ЕЕ, и се формира врска со капацитет еднаков на пресметаната вредност на GTC.

Ако се употребат повеќе вредности на GTC, со пазарните анализи може да се определи ЕЕ на попрецизен начин, користејќи ги временските профили за производството на ОИЕЕ.

### **Индикативни бои**

Индикативните бои за компаративна анализа во извештаите на ENTSO-E се доделуваат на следниот начин:

БЕЛА: има неутрален ефект за интегрирање на ОИЕЕ.

СВЕТЛО ЗЕЛЕНА: проектот дозволува дополнително интегрирање на ОИЕЕ, но количината е помала од 500 MW при мрежни анализи или 1000 GWh при пазарни анализи.

ЗЕЛЕНА: проектот дозволува дополнително интегрирање на ОИЕЕ, но количината е поголема или еднаква на 500 MW при мрежни анализи или 1000 GWh при пазарни анализи.

## **XII.5.4 Варијации на загубите (енергетска ефикасност)**

### **Дефиниција**

Придобивките од проектот во однос на енергетската ефикасност се мерат преку намалувањето на термичките загуби во системот, во MW.

Загубите во системот се квантификуваат за двата случаи, со и без проект.

Потоа, придобивката за енергетска ефикасност се пресметува како разлика меѓу двете вредности.

Генераторскиот диспечинг треба да биде со најмали трошоци и во согласност со техничките критериуми за планирање; тоа значи дека случајот со проектот може да има различен генераторски диспечинг во однос на оној без проект.

Вкупните придобивки за секој планирачки временски хоризонт се добиваат со сумирање на придобивките од секоја анализиран режим со методот опишан во чекор 3 од *Пресметка на Преносната можност на мрежата GTC.*

### **Индикативни бои**

Индикативните бои за компаративна анализа во извештаите на ENTSO-E се доделуваат на следниот начин:

БЕЛА: проектот придонесува за зголемување на загубите во мрежата.

СВЕТЛО ЗЕЛЕНА: неутрален ефект – во некои ситуации проектот ги намалува загубите, а во други ги зголемува.

ЗЕЛЕНА: проектот придонесува за намалување на загубите во мрежата.

## **XII.5.5 Варијација на емисијата на CO<sub>2</sub>**

### **Дефиниција**

Преку надминување на загушувањата во мрежата со реализација на проектите, се овозможува електричните центри со ниска емисија на CO<sub>2</sub> да произведуваат повеќе ЕЕ отколку во случај без проектот; така што ги заменуваат конвенционалните електрични центри со повисока емисија на јаглеродни соединенија.

Поместувањето во генераторскиот диспечинг ќе зависи од релативните цени на горивото и цените за дозволени емисии.

Во варијабилните трошоци на електричните центри се содржи и претпоставена цена за CO<sub>2</sub>.

Производителите во крајната цена ги вклучуваат и трошоците за CO<sub>2</sub>. Затоа, придобивките за CO<sub>2</sub> се вклучени во пресметката на придобивките во однос на општествената и економската благосостојба. Ако придобивките за CO<sub>2</sub> се пресметаат посебно, тогаш социо-економските придобивки мора соодветно да се коригираат, за да се избегне двојна пресметка.

Придобивките зависат од разликата во однос на емисионите фактори на генераторите, за случаите со и без проект.

Понатаму, проектот може да ги намали загубите во мрежата, што значи и намалување на потребното производство за покривање на оптоварувањето. Оттука, придобивките за CO<sub>2</sub> зависат и од присуството на CO<sub>2</sub> во загубите.

Затоа, пресметката на CO<sub>2</sub> се изведува во два чекори:

[1] Придобивки за CO<sub>2</sub> поради ефектот на замена на производството

[2] Придобивки за CO<sub>2</sub> поради намалување на загубите

Вкупните придобивки за CO<sub>2</sub> се сума на придобивките за CO<sub>2</sub> поради ефектот на замена на производството и придобивките за CO<sub>2</sub> поради намалување на загубите.

Вкупните придобивки за секој планирачки временски хоризонт се добиваат со сумирање на придобивките од секоја анализиран режим со методот опишан во чекор 3 од *Пресметка на Преносната можност на мрежата GTC.*

## Придобивки за CO2 поради ефектот на замена на производството

За пресметка на придобивките за CO2 се користи генераторскиот диспечинг од пресметката за придобивките за општествена и економска благосостојба, за случаите со и без проект, при што се земаат стандардни стапки на емисија.

$$\text{Придобивка} = VG \times CO2$$

каде што:

*Придобивка* – заштеди во емисија на CO2 поради ефектот на замена.

*VG* – разлика во количеството на производство со и без проектот.

*CO2* – фактор на емисија на CO2 за секоја електрична централа.

Придобивки за CO2 поради варијација на загубите

За пресметка на придобивките за CO2 се користат загубите во мрежата, пресметани за случаите со и без проект, при што се земаат стандардни стапки на емисија.

$$\text{Придобивка} = VL \times CO2$$

каде што:

*Придобивка* – заштеди во емисија на CO2 поради енергетска ефикасност.

*VL* – разлика во количеството на загуби во мрежата со и без проектот.

*CO2* – фактор на емисија на CO2 за секоја електрична централа.

## Индикативни бои

Индикативните бои за компаративна анализа во извештаите на ENTSO-E се доделуваат на следниот начин:

БЕЛА: проектот нема позитивен ефект на емисијата на CO2.

СВЕТЛО ЗЕЛЕНА: проектот ја намалува емисијата на CO2 за < 500 kt/годишно.

ЗЕЛЕНА: проектот ја намалува емисијата на CO2 за > 500 kt/годишно.

## XII.5.6 Техничка одржливост / маргина на системска безбедност

### Дефиниција

Проценка на техничката одржливост и маргината на системска безбедност на проектот се прави преку оценка на неколку клучни показатели (KPI – Key Performance Indicator) и нивно сумирање, за да се увиди вкупното влијание на проектот.

Клучните показатели се прикажани во долната табела.

KPI	Бодови (++)/+/0)
Проектот ги исполнува препораките R3.1 (failures combined with maintenance) дадени во секција 3: Technical Criteria for Planning of ENTSO-E standards for European Transmission Grid Planning и во Мрежните правила	
Проектот ги исполнува препораките R3.2 (steady state criteria) дадени во секција 3: Technical Criteria for Planning of ENTSO-E standards for European Transmission Grid Planning и во Мрежните правила	
Проектот ги исполнува препораките R3.3 (voltage collapse criteria) дадени во секција 3: Technical Criteria for planning of ENTSO-E standards for European Transmission Grid Planning и во Мрежните правила	



### Индикативни бои

Индикативните бои за компаративна анализа во извештаите на ENTSO-E се доделуваат на следниот начин:

БЕЛА: вкупниот број на бодови за KPI е 0.

СВЕТЛО ЗЕЛЕНА: вкупниот број на бодови за KPI е < или = 3+.

ЗЕЛЕНА: вкупниот број на бодови за KPI е > 3+.

## XII.5.7 Робустност / приспособливост

### Дефиниција

Проценка на робустноста и приспособливоста на проектот се прави преку оценка на неколку клучни показатели (KPI – Key Performance Indicator) и нивно сумирање, за да се увиди вкупното влијание на проектот.

Клучните показатели се прикажани во долната табела.

KPI	Бодови (++)/+/0)
Проектот ги исполнува препораките R2.1 (investigation of cases using results of market studies) дадени во секција 2: Planning Scenarios of ENTSO-E standards for European Transmission Grid Planning и во Мрежните правила	
Проектот ги исполнува препораките R2.2 (investigation of cases using probabilistic or multi-case approach) дадени во секција 2: Planning Scenarios of ENTSO-E standards for European Transmission Grid Planning и во Мрежните правила	
Проектот ги исполнува препораките R2.3 (investigation of cases taking out some of the foreseen reinforcements) дадени во секција 2: Planning Scenarios of ENTSO-E standards for European Transmission Grid Planning и во Мрежните правила	
Можност за измена на проектот	
Придонес на проектот во распределбата на балансите услуги во поширок географски регион.	

### Индикативни бои

Индикативните бои за компаративна анализа во извештаите на ENTSO-E се доделуваат на следниот начин:

БЕЛА: вкупниот број на бодови за KPI е 0.

СВЕТЛО ЗЕЛЕНА: вкупниот број на бодови за KPI е < или = 5+.

ЗЕЛЕНА: вкупниот број на бодови за KPI е > 5+.

## XII.6. Резиме на придобивките

### Дефиниција

Крајната оценка на проектите се прикажува во табела поделена во неколку дела:

- дел за придобивки,
- дел за влијанија врз заедницата и животната средина и

- дел за трошоци.

За секој планирачки временски хоризонт се прикажува посебна табела.

Проект	Сигурност во снабдување	Општествена и економска благосостојба	Интегрирање на ОИЕЕ	Енергетска ефикасност	Намалување на емисијата на CO <sub>2</sub>	Техничка одржливост	Приспособливост	Влијание врз животна средина	Трошоци во милиони евра	GTC во MW
A – име, опис									100	3000
B – име, опис									30	1500

Слика 5. Пример за табела за резиме на придобивките, за потребите на компаративната анализа во извештаите на ENTSO-E

## **XIII. ПРИЛОГ 4 - ОЦЕНКА НА АДЕКВАТНОСТА НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ И ПРЕНОСНА МРЕЖА**

### **XIII.1. Вовед**

#### **XIII.1.1 Прогноза на билансот на ЕЕ и моќност**

Прогнозата на билансот на ЕЕ и моќност за наредниот 10-годишен период е обврска на секој корисник на преносната мрежа. Балансите на ЕЕ и моќност кои се изработуваат во Студијата за развој на преносната мрежа претставуваат сумарен приказ на прогнозите собрани од сите корисници на преносната мрежа.

Собраните податоци се анализираат, по потреба коригираат, сумираат и систематизираат во извештаи креирани според методологијата на ENTSO-E за прогноза на адекватност на системот, System Adequacy Forecast (во понатамошниот текст SAF методологија). Дополнително, прогнозата на билансот е прилагодена и за изработка на сценарија врз кои се планира развојот на националната преносна мрежа.

Билансот на ЕЕ и моќност претставува основна проценка на потребите на корисниците и очекувањата од преносната мрежа.

Според дефинираните биланси се креираат сите сценарија, режими и мрежни модели врз кои се спроведува анализата на развојот на преносната мрежа.

ОЕПС има обврска да го испрати билансот до ENTSO-E за потребите на System Adequacy Forecast – SAF.

#### **XIII.1.2 Дефиниции за адекватност**

##### **Адекватност на електроенергетски систем**

Адекватност на електроенергетскиот систем е мерка за способноста на системот да ги снабдува вкупните потреби на ЕЕ и моќност на потрошувачите во сите стационарни режими во кои се наоѓа електроенергетскиот систем при нормални услови на работа. Притоа, треба да бидат запазени номиналните и граничните вредности на погонските променливи, имајќи ги предвид планираните и непредвидените испади на системските елементи. Адекватноста на системот се анализира преку адекватноста на производството и адекватноста на преносната мрежа.

##### **Адекватност на производството**

Адекватност на производството е проценка на капацитетот на производството за задоволување на оптоварувањето во електроенергетскиот систем. Прогнозата на адекватноста на производството е со цел да се идентификуваат можни проблеми и потребите за нови производни капацитети.

##### **Адекватност на преносна мрежа**

Адекватност на преносната мрежа е проценка на капацитетот на мрежата за реализација на тековите на моќности кои се резултат на интеракциите меѓу оптоварувањето и производството. Прогнозата на адекватноста на преносната мрежа е со цел да се идентификуваат потенцијалните загушувања, како и потребите од развој на нови преносни водови во мрежата.

### **XIII.1.3 Референтни временски периоди за прогноза**

#### **Општо**

Билансот на ЕЕ и моќност и развојните анализи во Студијата се изработуваат во година Г, опфаќајќи прогнози и ретроспективни извештаи (остварувања) за референтни временски периоди.

#### **Прогноза**

Прогнозите се изработуваат за 10-годишен период и тоа:

- краткорочна прогноза за референтните години Г+1, Г+2, Г+3,
- среднорочна прогноза за приближно 5 години во однос на тековната година, референца Г+5 и
- долгорочна прогноза за декада после тековната година, при што референтната година се заокружува на половина декада, референца Г+10.

#### **Ретроспектива**

Се прикажуваат ретроспективни извештаи за изминатиот период и тоа:

- годината која и претходи на тековната, референца Г-1 и
- по потреба и за повеќе изминати години, референца Г-2, Г-3,..., заради приказ на трендовите низ изминатиот период.

### **XIII.1.4 Сценарија за развој на производни капацитети**

#### **Општо**

Поради големиот број на несигурности во долгорочните прогнози и имајќи предвид дека градбата на нови електрични централи е комплексен и долготраен процес, според SAF методологијата треба да се дефинираат 2 долгорочни сценарија за развој на нови извори.

За потребите на Студијата за развој на преносната мрежа може да се дефинираат и повеќе од 2 сценарија заради опфаќање на што повеќе аспекти кои го детерминираат развојот на преносната мрежа.

#### **Конзервативно сценарио (Conservative – A)**

Во ова сценарио влегуваат новите електрични централи за кои е извесно пуштањето во погон (електрични централи чија градба е во тек или имаат загарантирана инвестициска структура) и централите кои треба да се „пензионираат“ во тек на анализираниот период.

Со конзервативното сценарио се отсликуваат потенцијалните дебаланси во системот во случај да не се реализираат инвестициите. На овој начин може да се идентификуваат неопходните инвестиции за да се одржи сигурноста на напојувањето во идниот период.

#### **Оптимистичко сценарио (Best Estimate – B)**

Во оптимистичкото сценарио, покрај еволуцијата на производството опфатено со конзервативното сценарио, се земаат предвид и новите електрични централи чија градба е веројатна според информациите кои се на располагање на ОЕПС: градбата е предвидена во владините планови и цели, има барање за приклучување на преносната мрежа или од плановите на постојните и потенцијалните производители.

Ова сценарио ги проценува потенцијалните идни инвестиции и обезбедува пазарни сигнали како потстрек за идни инвестиции.

## **XIII.2. Методологија**

### **XIII.2.1 Потрошувачка (Load)**

#### **Дефиниција**

Потрошувачката (L) во електроенергетскиот систем е нето конзумот од сите средни часовни активни моќности во трансформаторските станици приклучени на преносната мрежа. Поимот „нето“ значи дека сопствените потреби на постројките не се земени предвид; од друга страна, загубите на активна моќност во мрежата се вкалкулирани во сумарната вредност.

Сите прогнозирани и остварени податоци се однесуваат на средно часовна потрошувачка за часот H. Средно часовна потрошувачка претставува средна вредност регистрирана од часот H до часот H-1, односно EE во MWh за часот h [MWh/h].

#### **Прогноза**

Прогнозата на потрошувачка ги сумира најдобрите податоци кои се на располагање на ОЕПС за време на изработка на Студијата, во рамките на националниот електроенергетски систем и при нормални климатски услови. Прогнозирањето се врши земајќи ги предвид техничките, економските и политичките фактори, особено во однос на демографскиот развој, економскиот пораст и стратегијата за енергетска ефикасност.

#### **Ретроспектива**

Оптоварувањето се базира на актуелни средни часовни измерени вредности.

### **XIII.2.2 Управлива потрошувачка (Load Management)**

#### **Дефиниција**

Управлива потрошувачка (LM) е потенцијалот за управување со потрошувачката во системот што може да се користи при балансирање на системот и обезбедување доверливо работење.

#### **Прогноза**

Се врши проценка на потенцијалот за управување со потрошувачката во системот под контрола на ОЕПС.

#### **Ретроспектива**

Активирањето на мерките за управување со потрошувачката се одразуваат на измерените вредности на оптоварувањето и затоа нема потреба од одвоен приказ на оваа величина.

### **XIII.2.3 Нето произведен капацитет (Net Generating Capacity)**

#### **Дефиниција**

Нето произведен капацитет (NGC) на електрична централа е максималната нето активна моќност која може да ја произведува континуирано за подолг период на работа при нормални услови.

Под „нето“ се подразбира разликата меѓу вкупниот произведен капацитет на алтернаторот од една страна, и оптоварувањето на помошната опрема и загубите во блок-трансформаторите од друга страна. „Нормални услови на работа“ за термоелектричните централи подразбираат просечни надворешни услови (временски прилики, клима) и целосна расположливост на горивото. „Нормални услови на работа“ за ветерните и хидроелектричните централи се однесува на вообичаена максимална расположливост на примарната енергија, т.е. оптимални услови на ветер и хидрологија.

Нето производниот капацитет на системот е збир на индивидуалните нето производни капацитети на сите електрични центри поврзани или на преносната или на дистрибутивната мрежа.

Доколку електричните центри се користат заедно со странски партнери, тогаш целосно се вклучуваат во нето производниот капацитет на системот (државата) каде што е лоцирана централата. Кога електричната централа е лоцирана на граница меѓу две држави, делот кој го поседува секој оператор се прикажува во нето преносниот капацитет за соодветниот систем (држава).

### **Распределба на нето производниот капацитет**

Нето производниот капацитет за системот се разделува според примарните извори на енергија на:

- нуклеарна енергија,
- фосилни горива:
  - лигнит,
  - камен јаглен,
  - гас,
  - мазут,
  - мешани горива,
- хидроенергија:
  - акумулациона,
  - проточна,
  - пумпно-акумулациона,
- обновлива енергија:
- ветер,
- сонце,
- неидентификувани извори на енергија што не се опфатени во претходните групи.

### **XIII.2.4 Нерасположлив капацитет (Unavailable Capacity)**

#### **Дефиниција**

Нерасположливиот капацитет е дел од нето производниот капацитет кој не е на располагање на производителот поради различни ограничувања на производството на електричната централа. Нерасположливиот капацитет се прикажува преку неколку компоненти.

#### **Неискористлив капацитет (Non-Usable Capacity)**

Неискористливиот капацитет ја опфаќа редуцијата на нето производниот капацитет поради неколку ограничувања:

- Ограничувања поради планирани зафати на производителот:
  - конзервација на производни единици кои може по потреба да бидат приклучени,
  - производни единици кои не се на располагање за синхрона работа,

- производни единици во градба чие пуштање е планирано за одреден датум, но не може да се гарантира расположливост на капацитетот поради одложувања или модификации,
- производни единици кои се пренаменуваат за работа со друго гориво или се опремуваат со постројки за десулфуризација или денитрификација и
- производни единици во пробна работа,
- Непланирани времени ограничувања:
  - производни единици чие номинално производство не може целосно да се инјектира поради ограничувања во преносната мрежа и
  - повеќенаменски производни единици каде електричното производство се редуцира во прилог за други намени, како на пример искористување на топлина во комбинирани постројки за производство на топлинска и ЕЕ,
- Ограничувања заради горивото:
  - нуклеарни единици во продолжена работа после природниот циклус на согорување на горивото (stretch-out operation), кога се намалува излезната моќност,
  - термоелектрични центри,
  - производни единици со прекини на дотурот на гориво и
  - производни единици со гориво со лош квалитет, како ниско-калоричен јаглен,
- Ограничување поради расположливост на примарниот извор на енергија:
  - хидроелектрични центри,
  - проточни центри со вообичаено низок сезонски доток на вода
  - електрични центри на плима/осека,
  - акумулациони центри подложни на ограничувања поради лимитиран капацитет на акумулацијата, загуби во висинскиот пад, или ограничувања на истечната вода,
  - ветерни електрични центри со сезонски недостаток на ветер,
  - соларни електрични центри без можност за складирање на енергијата, без помошни гасни турбини или сезонски недостаток на сонце и
  - геотермални електрични центри,
- Ограничувања заради други надворешни фактори:
  - хидроелектрични центри со регулацијата на водата заради наводнување, пловидба, туризам,
  - електрични центри со ограничувања на производството заради животната средина и
  - електрични центри со ограничувања на производството заради термички услови.

### **Одржување и нега (Maintenance and Overhauls)**

Одржување и нега подразбира закажана и организирана нерасположливост на производниот капацитет заради редовни проверки и сервисирање, вклучувајќи и замена на горивните ќелии во нуклеарните електрични центри.

Ако овие информации не се достапни на ОЕПС, соодветната редукција се наведува во компонентата неискористлив капацитет.

### **Нерасположлив капацитет за покривање испади (Outages)**

Испад се смета принудна нерасположливост на производниот капацитет, непланиран настан кој не е предвиден во програмата за одржување и нега.

### **Резерви за системски услуги (System Services Reserve)**

Резервите за системски услуги се дел од нето производниот капацитет потребен за балансирање на моќноста и фреквенцијата во реално време, регулација на напоните итн. Овие функции се во надлежност на ОЕПС со цел запазување на сигурноста на системот во траење од 1 час. Резервите за системски услуги опфаќаат:

- резерва за примарна регулација,
- резерва за секундарна регулација и
- резерва за терциерна регулација.

Резервите за системски услуги не ги вклучуваат долгорочните резерви чија активација е после 1 час. Долгорочните резерви се користат за надминување на потенцијалните испади. Дел од овие резерви всушност се користат за покривање на испадите и се вбројуваат во компонентата нерасположлив капацитет за покривање испади. Остатокот се вбројува во компонентата преостанат капацитет.

Резервите за системски услуги не ги вклучуваат резервите кои се одговорност на пазарните учесници. Управливото оптоварување не е дел од резервите за системски услуги.

Прогнозираните количините на резерви за системски услуги се определуваат според оперативните правила на ОЕПС и ENTSO-E.

Во ретроспективните извештаи, резервите за системски услуги се количините на резерви договорени и ставени на располагање на ОЕПС во референтниот период.

## **XIII.2.5 Доверливо расположлив капацитет (Reliably Available Capacity)**

### **Дефиниција**

Доверливо расположливиот капацитет на системот (RAC) е разлика меѓу нето производниот капацитет (*XIII.2.3 Нето произведен капацитет (Net Generating Capacity)*) и нерасположливиот капацитет (*XIII.2.4 Нерасположлив капацитет (Unavailable Capacity)*).

Доверливо расположливиот капацитет е делот од нето производниот капацитет кој е на располагање за покривање на оптоварувањето во референтната временска точка.

## **XIII.2.6 Преостанат капацитет (Remaining Capacity)**

### **Дефиниција**

Преостанатиот капацитет на системот (RC) е разлика меѓу доверливо расположливиот капацитет, (*XIII.2.5 Доверливо расположлив капацитет (Reliably Available Capacity)*), и оптоварувањето (*XIII.2.1 Потрошувачка (Load)*).

Преостанатиот капацитет е дел од нето производниот капацитет кој е на располагање на системот за покривање на неочекувани промени на потрошувачката и непланирани испади во референтната временска точка.

Преостанатиот капацитет е илустриран на Слика 1.

Преостанатиот капацитет не е целосно на располагање на производителите бидејќи со дел од него располага систем операторот за запазување на сигурноста.



## Прогноза

При прогноза, преостанатиот капацитет се пресметува вклучувајќи го и со управливата потрошувачка, *XIII.2.2 Управлива потрошувачка (Load Management)*, со што се зголемува вредноста на преостанатиот капацитет.

### Ретроспектива

Преостанатиот капацитет не треба да се поистоветува со вишокот на расположлив капацитет дефиниран во ENTSO-E статистичките податоци кој не ги вклучува оперативните маргини кои се употребуваат за урамнотежување на системот.

## XIII.2.7 Размени (Exchanges)

### Дефиниција

Размените претставуваат разлика меѓу физичките текови кои влегуваат (увоз) и излегуваат (извоз) преку интерконективните водови на системот.

Преостанатиот капацитет може да се менува за да се испита улогата која ја имаат физичките текови низ интерконективните водови на билансот на моќности на секој систем (држава), како и на регионалните блокови.

### Прогноза

Не се прави прогноза на физичките размени. Потенцијалното влијание на размените се анализира преку споредба на преостанатиот капацитет со симултаните интерконекциски преносни капацитети дефинирани во *XIII.2.12 Симултан прекуграничен преносен капацитет (Simultaneous Interconnection Transmission Capacity)*.

### Ретроспектива

Физичките размени се мерат на самата граница или се прави пресметка за виртуелно мерно место на границата според актуелните мерења.

Размената е разликата меѓу увозот и извозот на секој интерконективен вод на системот.

Позитивната размена (извоз > увоз) го зголемува преносниот капацитет.

## XIII.2.8 Маргина на максималната потрошувачка (Margin Against Peak Load)

### Дефиниција

За да се генерализираат резултатите од една референтна временска точка за цел анализиран период, се воведува величината маргина на максималната потрошувачка.

Маргина на максималната потрошувачка е разлика меѓу оптоварувањето во референтната временска точка и максималната потрошувачка за периодот претставен со референтната точка.

### Прогноза

Ако референтите временски точки за прогноза на адекватност на системот се сезонски, соодветната маргина на максималната потрошувачка исто така мора да се однесува на сезонска вредност; во тој случај се нарекува маргина на сезонската максимална потрошувачка. Маргината во тој случај се проценува за секоја референтна временска точка посебно:

- една летна вредност дефинирана како разлика меѓу потрошувачката во летната референтна временска точка и прогнозата на летната максимална потрошувачка и

- две зимски вредности дефинирани како разлика меѓу потрошувачката во секоја зимска референтна временска точка и прогнозата на зимската максимална потрошувачка.

### **Ретроспектива**

Ако референтите временски точки во извештајот се месечни, соодветната маргина треба да биде за максималната потрошувачка во тој месец и се нарекува маргина на месечната максимална потрошувачка. Се пресметува како разлика на измерената месечна максимална потрошувачка и потрошувачката во референтната временска точка.

## **XIII.2.9 Преостаната маргина (Remaining Margin)**

### **Дефиниција**

Преостаната маргина (RM) на системот е разлика меѓу преостанатиот капацитет (*XIII.2.6 Преостанат капацитет (Remaining Capacity)*) и маргината на максималната потрошувачка (*XIII.2.8 Маргина на максималната потрошувачка (Margin Against Peak Load)*).

Преостаната маргина е делот од нето производниот капацитет кој останува во системот за покривање на секое непредвидено отстапување на потрошувачката и непланирани испади за периодот кој го претставува маргината на максимална потрошувачка.

За илустрација да се види слика 1.

### **Прогноза**

Преостанатата маргина се проценува преку маргината на максимална потрошувачка но без прогноза на физичките размени.

Потенцијалното влијание на физичките размени се анализира со споредба на преостанатиот капацитет со симултаните интерконекциски преносни капацитети дефинирани во *XIII.2.12 Симултан прекуграничен преносен капацитет (Simultaneous Interconnection Transmission Capacity)*.

### **Ретроспектива**

Преостаната маргина се пресметува со маргината на максималната потрошувачка и со или без размените.

## **XIII.2.10 Резервен производен капацитет (Spare Capacity)**

### **Дефиниција**

Резервниот производен капацитет е дел од нето производниот капацитет кој мора да биде на располагање во референтните временски точки за да се обезбеди сигурност на напојување во најголемиот број на случаи.

Се претпоставува дека резервниот производен капацитет покрива 1%-ризик од распад на системот, т.е. гарантира оперативност во 99% од случаите.

Резервниот производен капацитет се проценува преку симулација на случајни флукуации на потрошувачка (кои посебно ја одразуваат неговата осетливост на климата) и на доверливо расположливиот капацитет (кои посебно ги одразуваат испадите на термо-блоковите, хидролошките и ветерните услови). Симулацијата на случајните флукуации може да се изврши со примена на веројатносен пристап или модел на Гаусова распределба и соодветна стандардна девијација.

ENTSO-E истражувањата препорачуваат за резервниот производен капацитет да се користи 5% или 10% од нето производниот капацитет, зависно од специфичните варијации на потрошувачката и нерасположливоста на производните единици кои се карактеристични за секој национален електроенергетски систем.

### **XIII.2.11 Референтна маргина на адекватност (Adequacy Reference Margin)**

#### **Дефиниција**

Референтната маргина на адекватност (ARM) е дел од нето производниот капацитет што мора да се одржува на располагање цело време за да се обезбеди сигурност на напојување за целиот период претставен со секоја референтна временска точка.

Референтната маргина на адекватност за секој систем (држава) е еднаква на резервниот капацитет плус соодветната маргина на максималната потрошувачка.

Референтната маргина на адекватност за неколку системи (регионални блокови или цело ENTSO-E) се проценува како збир на овие два члена:

- збир на сите поединечни вредности на маргините на максимални потрошувачки. Бидејќи максималните потрошувачки не се истовремени во сите системи (држави), овој збир ја проценува вистинската маргина на максимална потрошувачка за групата на системи и
- резервниот произведен капацитет за групата на системи (држави) се проценува како 5% од нето производниот капацитет на групата на системи (држави). Резервниот произведен капацитет за групата на системи (држави) е помал од збирот на сите поединечни вредности на резервните производни капацитети со што се компензира претходното проценување на маргината на максимална потрошувачка.

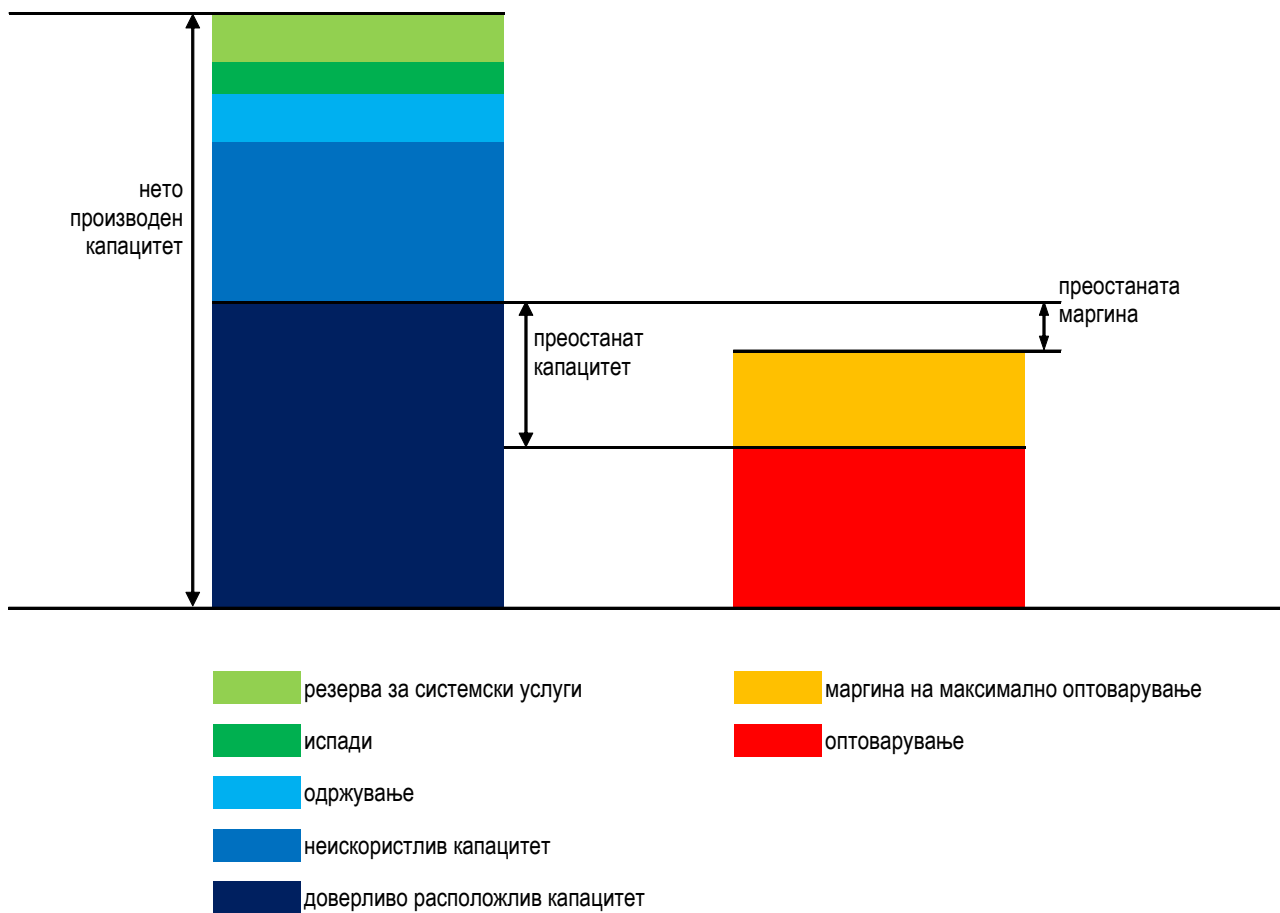
### **XIII.2.12 Симултан прекуграничен преносен капацитет (Simultaneous Interconnection Transmission Capacity)**

Симултаниот прекуграничен преносен капацитет (SITC) на електроенергетскиот систем е вкупниот преносен капацитет на периферните интерконективни водови во рамките на ENTSO-E. Тој се пресметува според ENTSO-E Регионалниот план за преносна мрежа.

Вредноста на SITC за извоз се нарекува извозен капацитет (Export Capacity) и може да се разликува од вредноста на SITC за увоз, односно од увозниот капацитет (Import Capacity).

Поради зависноста на преносните капацитети меѓу соседните граници на државите, не може секогаш да се пресмета SITC на системот со едноставно собирање на нето преносните капацитети (NTC) на сите граници на државата. Во тој случај се прави посебна пресметка.

Во принцип, вредностите на SITC се разликуваат за секоја референтна временска точка и секој период на разгледување.



Слика 1. Илустрација за билансот на моќности

ПРОГНОЗА НА АДЕКВАТНОСТ

UCTE SYSTEM ADEQUACY FORECAST

UCTE SYSTEM ADEQUACY RETROSPECT

Држава	МК	Country
Национален индекс на репрезентативност (%)	100%	National Representativeness Index (%)
Сценарио за производство	Conservative A / Best-Estimate B	Generation Scenario

Национални податоци за биланс на моќност (позитивни нето вредности во GW)	Г+1			National Power Data (positive net values in GW)
	3 <sup>та</sup> среда			
	Јануари 11:00 am	Јануари 7:00 pm	Јули 11:00 am	
Нето произведен капацитет според примарна енергија				Net Generating Capacity per Primary Energy Source
1 Нуклеарна енергија				Nuclear Power 1
2 Фосилни горива (2A+2B+2C+2D+2E+2F)	0.0	0.0	0.0	Fossil Fuels (2A+2B+2C+2D+2E+2F) 2
2A Лигнит				Lignite 2A
2B Камен јаглен				Hard Coal 2B
2C Гас				Gas 2C
2D Мазут				Oil 2D
2E Мешани горива				Mixed Fuels 2E
2F Недефинирани фосилни горива				Not Clearly identifiable Fossil Fuels 2F
3 Обновливи извори (различни од хидро) (3A+3B+3C)	0.0	0.0	0.0	Renewable Energy Sources (other than hydro) (3A+3B+3C) 3
3A Ветерна енергија				Wind Power 3A
3B Соларна енергија				Solar Power 3B
3C Недефинирани ОИЕ				Not Clearly Identifiable RES 3C
4 Хидро енергија (4A+4B+4C+4D+4E)	0.0	0.0	0.0	Hydro power (4A+4B+4C+4D+4E) 4
4A Акумулациони ХЕЦ				Storage Hydro 4A
4B Проточни ХЕЦ				Run-of-River Hydro 4B
4C Пумпно-акулациони ХЕЦ				Pure Pumped-Storage Water 4C
4D Мешани пумпно-акумулациони ХЕЦ				Mixed Pumped-Storage Water 4D
4E Недефинирани ХЕЦ				Not Clearly Identifiable Hydro Power 4E
5 Недефинирани извори на енергија				Not Clearly Identifiable Energy Sources 5
6 Нето произведен капацитет (6=1+2+3+4+5)	0.0	0.0	0.0	Net Generating Capacity (6=1+2+3+4+5) 6
7 Неискористлив капацитет				Non-Usable Capacity 7
8 Одржување и нега				Maintenance and Overhauls 8
9 Испади				Outages 9
10 Резерви за системски услуги				System Services Reserve 10
11 Нерасположлив капацитет (11=7+8+9+10)	0.0	0.0	0.0	Unavailable Capacity (11=7+8+9+10) 11
12 Доверливо расположлив капацитет (12=6-11)	0.0	0.0	0.0	Reliably Available Capacity (12=6-11) 12
13 Оптоварување				Load 13
14 Управливо оптоварување				Load Management 14
15 Преостанат капацитет (15=12-13+14)	0.0	0.0	0.0	Remaining Capacity (15=12-13+14) 15
16 Резервен капацитет (пр. 5% од NGC)				Spare Capacity (e.g. 5% of NGC) 16
17 Маргина на максимално оптоварување				Margin Against Seasonal Peak Load (Winter or Summer) 17
18 Референтна маргина за адекватност (18=16+17)	0.0	0.0	0.0	Adequacy Reference Margin (18=16+17) 18
Симултан интерконекциски преносен капацитет				Simultaneous Interconnection Transmission Capacity
19 Увозен капацитет				Import Capacity 19
20 Извозен капацитет				Export Capacity 20

National Power Data (positive net values in GW)	Y
	MONTH
	3 <sup>rd</sup> Wednesday 11:00 am
Net Generating Capacity per primary source	
1 NGC Nuclear	
2 NGC Fossil Fuels	0.0
2A of which Lignite	
2B of which Hard Coal	
2C of which Gas	
2D of which Oil	
2E of which Mixed Fuels	
3 NGC Renewables (other than hydro)	0.0
3A of which Wind	
3B of which Solar	
4 NGC Hydraulic power (total)	0.0
4A of which Storage (pre-dominantly)	
4B of which Run-of-River (pre-dominantly)	
4C of which Pumped Storage (pre-dominantly)	
5 NGC Non-identifiable Energy Sources	
6 Net Generating Capacity total (6=1+2+3+4+5)	0.0
7 Non-Usable Capacity	
8 Maintenance and Overhauls	
9 Outages	
10 System Services Reserve	
11 Unavailable Capacity total (11=7+8+9+10)	0.0
12 Reliably Available Capacity (12=6-11)	0.0
13 Load	
15 Remaining Capacity (14=12-13)	0.0
17 Margin Against Monthly Peak Load	
18 Remaining Margin (16=15-17)	0.0
19 Physical Imports	
20 Physical Exports	
21 Exchange (21=19-20)	0.0

Слика 2. Табела за биланс на моќности: прогноза и ретроспектива

УСТЕ РЕТРОСПЕКТИВА		UCTE SYSTEM ADEQUACY RETROSPECT	
Национални податоци за ЕЕ		GWh	National Energy Data
Држава			Country
Година		G-1	Year
Нето производство според примарна енергија			Net Generation per primary source
1	<b>Nuclear Power</b>		<b>Nuclear Power</b> 1
2	<b>Фосилни горива</b>	0.0	<b>Fossil Fuels</b> 2
2A	Лигнит		of which Lignite 2A
2B	Камен јаглен		of which Hard Coal 2B
2C	Гас		of which Gas 2C
2D	Мазут		of which Oil 2D
2E	Мешани горива		of which Mixed Fuels 2E
3	<b>Обновливи извори (различни од хидро)</b>	0.0	<b>Renewable Energy Sources (other than hydro)</b> 3
3A	Ветерна енергија		of which Wind 3A
3B	Соларна енергија		of which Solar 3B
4	<b>Хидро енергија</b>	0.0	<b>Hydro Power</b> 4
4A	Акумулациони ХЕЦ		of which Storage 4A
4B	Проточни ХЕЦ		of which Run-of-River 4B
4C	Пумпно-акулациони ХЕЦ		of which Pumped-Storage 4C
5	<b>Недефинирани извори на енергија</b>		<b>Non-identifiable Energy Sources</b> 5
6	<b>Вкупно производство</b>	0.0	<b>Total Generation</b> 6
7	<b>Физички увоз</b>		<b>Physical Imports</b> 7
8	<b>Физички извоз</b>		<b>Physical Exports</b> 8
9	<b>Размена</b>	0.0	<b>Exchange</b> 9
10	<b>Pumped Storage</b>		<b>Pumped Storage</b> 10
11	<b>Потрошувачка</b>	0.0	<b>Consumption</b> 11
11a	летен период		of which Summer Consumption 11a
11b	зимски период		of which Winter Consumption 11b

слика 3. Табела за биланс на потрошувачка, ретроспективен извештај

## **XIII.3. Анализи**

### **XIII.3.1 Адекватност на производството**

#### **Прогноза на адекватност на производството во референтна временска точка при нормални услови**

Имајќи ја предвид дефиницијата за преостанат капацитет во *Преостанат капацитет (Remaining Capacity)*, адекватноста на производство на електроенергетскиот систем се прогнозира во референтна временска точка преку вредноста на преостанатиот капацитет пресметана за нормални услови на работа.

Кога преостанатиот капацитет е позитивен, тоа значи дека одредена количина на произведен капацитет *останува* на располагање во системот при нормални услови на работа.

Кога преостанатиот капацитет е негативен, тоа значи дека *недостига* произведен капацитет во системот при нормални услови на работа.

#### **Прогноза на сезонска адекватност на производството во најголем број на случаи**

Прогнозата на адекватност на производството на електроенергетскиот систем се проширува и за сезонските периоди преку споредба на соодветниот преостанат капацитет со референтната маргина на адекватност.

Според дефиницијата за резервен капацитет во *XIII.2.10 Резервен произведен капацитет (Spare Capacity)*, делот од преостанатиот капацитет над референтната маргина на адекватност најверојатно ќе биде на располагање во системот во 99% од случаите. Од друга страна, кога преостанатиот капацитет е помал од референтната маргина на адекватност, најверојатно во системот ќе се јави недостиг од произведен капацитет во 1% од случаите.

Секако, во проценката на резервниот капацитет има одредена несигурност и споменатите % не треба да се сфатат како фиксни и гарантирани.

Кога преостанатиот капацитет е поголем или еднаков на референтната маргина на адекватност, тоа значи дека одредена количина на произведен капацитет ќе може да се *извезува* од системот.

Кога преостанатиот капацитет е помал од референтната маргина на адекватност, тоа значи дека системот ќе треба да *увезува* за да ги надмине проблематичните работни режими.

Кога преостанатиот капацитет е помал од референтната маргина на адекватност тоа треба да се толкува како потенцијален дефицит на произведен капацитет во системот, кој може да настане ако не се донесе одлука за инвестирање во дополнителни производни единици.

Според конзервативното сценарио А наведено во *Конзервативно сценарио (Conservative – A)*, одлуките за инвестиции може да подразбираат и потврда за проекти кои се идентификувани но се уште нема цврсти гаранции за нивна реализација.

Според оптимистичкото сценарио В, потребни се дополнителни цврсти одлуки за инвестиции.

Со оглед на фактот дека одлуката за „пензионирање“ на производните единици често се доставува до систем-операторот многу доцна, може да дојде до преценување на нето производниот капацитет, а тоа значи и преценување на преостанатиот капацитет и на адекватноста на производството.

## **Ретроспектива на адекватноста на производството во референтна временска точка**

Ретроспективата на адекватноста на производството на електроенергетскиот систем се прави за сите референтни временски точки во однос на вредноста на преостанатиот капацитет.

Кога преостанатиот капацитет без размените е *ПОЗИТИВЕН*, тоа значи дека електроенергетскиот систем располагал со *ДОВОЛЕН* внатрешен произведен капацитет за покривање на оптоварувањето во референтната временска точка. Кога е *НЕГАТИВЕН*, тоа значи дека оптоварувањето се покривало преку *УВОЗ*.

Се дури сите производни капацитети на поединечните национални системи со размените се позитивни, тоа значи дека била постигната рамнотежа на моќноста во синхрониот електроенергетски систем на ENTSO-E за референтната временска точка.

## **Месечна ретроспектива на адекватноста на производството**

Според дефиницијата на преостанатата маргина во *XIII.2.9 Преостанатата маргина (Remaining Margin)*, ретроспективата на адекватноста на производството се проширува на месечно ниво.

Кога преостанатата маргина без размените е *ПОЗИТИВНА*, тоа значи дека електроенергетскиот систем располагал со *ДОВОЛЕН* внатрешен произведен капацитет за покривање на оптоварувањето во секој време во разгледуваниот месец.

Кога преостанатата маргина без размените е *НЕГАТИВНА*, тоа значи дека можеби максималното оптоварување треба се покрива преку *УВОЗ*.

Трендот на годишните минимални преостанати маргини низ изминатите години е добар индикатор за вистинската еволуција на адекватноста на производството.

## **XIII.3.2 Адекватност на преносната мрежа**

### **Прогноза**

Адекватноста на преносната мрежа се оценува за секоја држава поединечно и за секој регионален блок во рамките на ENTSO-E електроенергетскиот систем.

Дополнителни анализи на адекватноста се прават во Студијата, односно во регионалните планови под координација на ENTSO-E.

Целта на прогнозата на адекватноста на преносната мрежа е идентификување на потенцијалните загушувања и потребите од изградба на интерконективни водови. Прогнозата нема намера да ги одреди прекуграничните текови кои се последица на разликите во пазарната цена на ЕЕ меѓу државите или регионалните блокови.

Прогноза на адекватноста на преносната мрежа во референтна временска точка при нормални услови

Според дефиницијата за преостанат капацитет во *Преостанат капацитет (Remaining Capacity)*, прогнозата на адекватноста на преносната мрежа (адекватноста на производството на системот) за референтна временска точка се проценува со споредба на преостанатиот капацитет, определен при нормални услови, и симултаниот интерконекциски преносен капацитет.

Оваа прогноза ја проценува способноста на преносната мрежа (електроенергетскиот систем) да ја пренесува позитивната вредност на преостанатиот капацитет на системот кон соседните преносни мрежи (електроенергетски системи).



Кога преостанатиот капацитет е позитивен и помал од извозниот капацитет, тоа значи дека производниот капацитет кој е слободен во системот *може да се извезува при нормални услови во референтната временска точка.*

Кога преостанатиот капацитет е негативен и според апсолутна вредност е помал од увозниот капацитет, тоа значи дека целиот неопходен увоз за задоволување на оптоварувањето *може да се увезува при нормални услови во референтната временска точка.*

### **Прогноза на сезонска адекватност на преносната мрежа во најголем број на случаи**

Кога преостанатиот капацитет е поголем или еднаков на референтната маргина на адекватност, тоа значи дека најверојатно дел од производниот капацитет ќе биде на располагање за извоз во 99% од случаите. Од друга страна, кога преостанатиот капацитет е помал од референтната маргина на адекватност, најверојатно системот ќе треба да увезува во 1% од случаите.

На овој начин се прави проценка на можноста електроенергетскиот систем да ја исполни референтната маргина на адекватност со помош на увоз од соседните системи, или на можноста електроенергетскиот систем да ја извезува позитивната преостаната маргина кон соседните системи.

Кога разликата меѓу преостанатиот капацитет и референтната маргина на адекватност е позитивна и помала од извозниот капацитет, тоа значи дека производниот капацитет кој е слободен во системот *може да се извезува во најголемиот број на случаи.*

Кога разликата меѓу преостанатиот капацитет и референтната маргина на адекватност е негативна и според апсолутна вредност е помала од увозниот капацитет, тоа значи дека целиот неопходен увоз за задоволување на оптоварувањето *може да се увезува во најголемиот број на случаи.*

### **Ретроспективни анализи за адекватност на преносната мрежа**

Во ретроспективни анализи за адекватност на преносната мрежа се разгледуваат ограничувањата на внатрешните и интерконективните водови кои директно влијаат на размените дефинирани во *XIII.2.7 Размени (Exchanges).*

Оттука, адекватноста на преносната мрежа ретроспективно се анализира во однос на 3 аспекти:

- градба на нови и надградба на постојни преносни елементи во мрежата на ENTSO-E во текот на годината, со посебен осврт на реализираните преносните објекти кои имаат значително влијание на интерконекциите и на загушувањата преку: зголемување на NTC, редукација или зголемување на ограничувањата, намалување на трошоците за загушување итн,
- големи пореметувања на преносните водови и
- регистрираните загушувања на интерконективните водови и нивната критичност.

Ретроспективни анализи на загушувањата

Загушување на интерконекција се јавува кога не се доделува право на пристап на мрежата на сите корисници кои тоа го побарале, т.е. кога пазарните играчи сакале да купат повеќе капацитет отколку што е на располагање.

Значи, загушувањата во смисла на ретроспективни извештаи на адекватноста на системот не мора да се физички загушувања, туку може да се наречат комерцијални загушувања.

Причините за нивна појава не се само технички ограничувања на интерконективните водови, туку може да произлегуваат од механизмот за алокација кој се применува.

Заради прецизен опис на загушувањето, се применува табела 1 со што појавата на загушување се класифицира во однос на границата, насоката, сезоната и времето во текот на денот.

Табела 1. Појава на загушување

Сезона	Време
Никогаш (N)	Никогаш (N)
Пролет (Sp)	Варијабилно (V)
Есен (Au)	Максимален товар (P)
Лето (Su)	Ноќ (Ni)
Зима (W)	Ден (D)
Цела година (AY)	Цел ден (A)

Табела 2. Индекс на загушување

Индекс	Боја на стрелка	Фреквенција
-	бела	-
0	зелена	0%
1	жолта	1% - 25%
2	портокалова	26% - 50%
3	црвена	51% - 75%
4	пурпурна	76% - 99%
5	црна	100%

Исто така, се наведува методот за управување со загушувањата во секоја држава.

Дополнително, за секоја граница и правец, загушувањата се рангираат со годишен индекс, табела 2. Овој индекс ја дава годишната фреквенција на загушувањето изразена во %. Индексот е количник на вкупното траење на периодите во кои се јавува загушување и траењето на една година.

Индексот се прикажува на шема на преносната мрежа со стрелки во бои дадени во табелата.

Индексот на загушување во иста насока може да се разликува на двете страни од интерконекцијата, што значи дека на едната страна капацитетот почесто се распределува до максимум. За тоа може да постојат различни причини: постои физичко загушување во внатрешната мрежа на тој систем-оператор, може да се разликува механизмот за алокација на двете страни, итн.

Покрај наведената дефиниција на „комерцијално“ загушување, постои можност загушувањето да постои истовремено и за двете насоки. На пример, кога целиот капацитет е веќе алоциран и во двете насоки и нема ниту увозен ниту извозен капацитет за продажба. Значи, вкупниот индекс на загушување во двете насоки, во некои случаи може да надмине 100%.

## **XIV. ПРИЛОГ 5 - ОБРАСЦИ ЗА ПРИКЛУЧОК НА ПРЕНОСНА МРЕЖА**

Сите обрасци кои се однесуваат на нов/изменет приклучок на преносната мрежа може да се преземат од следниот линк: <http://www.mepso.com.mk/Details.aspx?categoryID=162>.

## **XV. ПРИЛОГ 6 - ПОСТАПКА ЗА ИЗВЕСТУВАЊЕ ЗА РАБОТА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ИНФРАСТРУКТУРА НА КОРИСНИК НА ПРЕНОСНА МРЕЖА**

### **XV.1. Постапка за известување за работа за приклучување на нова инфраструктура на корисник на преносна мрежа**

Секој корисник за исполнување на техничките барања и оперативните критериуми наведени во *Општи барања за приклучување на преносниот систем и Дополнителни барања за приклучување на преносна мрежа* од Мрежните правила доставува известување до ОЕПС за способноста, како и дополнителните барања пропишани со закон, Решението за согласност за приклучување или некој друг билатерални договор, или онака како што се пропишани од страна на ОЕПС.

Постапката за известување за работа за приклучување на новоизградени инфраструктура на преносниот систем ја сочинуваат следниве последователни фази:

- известување за ставање под напон (ИСН),
- времено известување за работа (ВИР) и
- финално известување за работа (ФИР).

Сертификатот за податоци и видот на карактеристики на работа на опремата која е дел од на инфраструктурата на корисникот што го издава производителот и е евидентиран кај ОЕПС, кој ги дефинира потврдените податоци и карактеристиката за конкретен вид на опрема, не може да укаже на целосна усогласеност, но може да се користи како потврдена информација која се однесува на компонентите на новата инфраструктура на корисникот.

Сопственикот на новата инфраструктура треба да провери со ОЕПС, уште во првите фази на проектот, кои делови, доколку има такви, се прифатливи и се целосно усогласени и да се договори за натамошното искористување на опремата.

#### **Известување за ставање под напон (ИСН)**

Известувањето за ставање под напон (ИСН) му дава право на корисникот да ја стави под напон својата внатрешна мрежа со користење на приклучокот на мрежата.

Известувањето за ставање под напон (ИСН) го издава ОЕПС, и тоа е предмет на претходно утврдување на опремата за приклучок на мрежата, вклучително и интерфејси за заштита и контрола меѓу ОЕПС и корисникот и исполнување на барањата на ОЕПС за оперативните постапки и одговорности.

#### **Временото известување за работа (ВИР)**

Временото известување за работа (ВИР) му дава право на корисникот да ја вклучи новата инфраструктура со користење на приклучокот на мрежата и тоа за ограничен временски период.

Временото известување за работа (ВИР) го издава ОЕПС врз основа на времената лиценца(кога станува збор за производител) и тоа е предмет на комплетирање на податоците и ревизија на Студијата за приклучок, онака како што е пропишано со овие Мрежни правила, условите пропишани со закон, Решението за согласност за приклучување или некој друг билатерален договор.

Во однос на податоците и ревизија на Студијата за приклучок, до ОЕПС треба да се достават следниве документи:

- изјава за усогласеност по ставки, во согласност со условите пропишани во Општа усогласеност (времена изјава за усогласеност),
- детални технички податоци за новата инфраструктура коишто се однесуваат на приклучокот на мрежата, онака како што се утврдени од страна на ОЕПС,
- сертификати за карактеристиките на работа на опремата на новоизградената инфраструктура издадени од нивниот производител, кога се смета дека тие се потребни како дел од доказите за усогласеност,
- модели за симулација, онака како што се пропишани од страна на ОЕПС во условите од Решението за согласност за приклучување за студиите за стационарна и динамичка состојба на постројката,
- посебни студии што ја демонстрираат очекуваната карактеристика на работа на новоизградената инфраструктура во стационарна и динамична состојба, онака како што се пропишани во Општа усогласеност и
- детали за планирани практични тестови за усогласеност.

Максималниот период за корисникот да остане во состојба на времено известување за работа (ВИР) не смее да биде подолг од 9 месеци согласно Законот за енергетика. ОЕПС има право да утврди пократок период на валидност за корисникот (на пр., 6 месеци) и истото да го продолжи само доколку сопственикот на постројката направил значителен напредок во однос на постигнување целосна усогласеност. Во периодот кога се продолжува ВИР, сите нерешени прашања треба да бидат експлицитно идентификувани.

Продолжување на максималниот период за корисникот да остане во состојба на времено известување за работа (ВИР) (повеќе од 9 месеци) може да се дозволи во случај на поднесено Барање за исклучок до ОЕПС, и тоа пред истекот на тој период, во согласност со постапката за исклучоци, онака како што е пропишана во *Исклучоци*, но со претходно продолжена временна лиценца за работа издадена од Регулаторната комисија за енергетика.

### **Финално известување за работа (ФИР)**

Финално известување за работа (ФИР) му дава право на корисникот да ја вклучи новоизградената инфраструктура со користење на приклучокот на мрежата.

Финалното известување за работа (ФИР) го издава ОЕПС, и тоа по претходно отстранување на сите неусогласености коишто биле идентификувани за време на состојбата на времено известување за работа (ВИР) и тоа е предмет на комплетирање на податоците и ревизијата на студијата, онака како што е пропишано во овие Мрежни правила и условите пропишани со закон, Решението за согласност за приклучување или некој друг билатерален договор.

Во однос на податоците и ревизијата на Студијата за приклучок, до ОЕПС треба да се поднесат следниве документи:

- потврда за усогласеност, во согласност со условите пропишани во Општа усогласеност (Усогласеност и тестирање); (изјава за усогласеност) и
- ажурирање на применливите технички податоци, модели за симулации и студии, вклучително и употреба на реални мерни вредности во текот на тестирањето.

Во случај на идентификувани неусогласености пред издавањето на Финалното известување за работа (ФИР), може да се додели исклучок и тоа по поднесено Барање до ОЕПС, во согласност со постапката за исклучоци онака како што е пропишана во Мрежните правила. Финалното известување за работа (ФИР) го издава ОЕПС и тоа доколку корисникот ги исполнува одредбите за доделување исклучок. Корисникот чиешто Барање за исклучок е одбиено, нема да биде приклучен сè додека не се постигне решение за кое се договориле корисникот и ОЕПС и за кое се смета дека е усогласено. Нерешените прашања се спроведуваат во рамките на ВИР (за новоизградена инфраструктура) или ИОР (во случај на грешка во работата или промена или модификација), кога тоа е соодветно.

## **Известување за органичена работа (ИОР)**

Корисникот во состојба на Финално известување за работа (ФИР) поднесува Барање за известување за органичена работа (ИОР) во следниве околности:

- кога времето е засегнат од значителни модификации или загуба на способноста, што се должи на спроведување на една или повеќе модификации важни за неговата карактеристика на работа на инфраструктурата или
- во случај на грешка на опремата, што доведува до неусогласеност со одредени релевантни барања.

Известувањето за ограничена работа (ИОР) се издава доколку околностите што го оправдуваат неговото доделување останат исти за последователен период од повеќе од 3 месеци.

Известувањето за ограничена работа (ИОР) го издава ОЕПС и во него јасно се наведуваат:

- нерешените прашања коишто го оправдуваат доделувањето на Известување за ограничена работа (ИОР),
- одговорностите и временските рамки за нивно решавање и
- максималниот период на валидност кој не смее да биде подолг од 12 месеци.

Иницијалниот период што се доделува може да биде пократок, со можност за продолжување доколку се поднесат докази што ОЕПС ги смета за доволни и кои покажува постигнување на значителен напредок во однос на постигнување на целосна усогласеност.

Периодот на валидност на Известувањето за ограничена работа (ИОР) може да се продолжи по поднесено Барање за исклучок до ОЕПС, пред истекот на тој период, и во согласност со постапката за исклучоци онака како што е пропишана во *Исклучоци*.

## **XV.2. Усогласување на производни единици поврзани на преносната мрежа**

### **Предлог за применливост на барањата од Мрежните правила**

Предлогот од ОЕПС до Регулаторната комисија за енергетика за применливоста на барањата утврдени со овие Мрежни правила за постојните производни единици треба да содржи:

- известување за оперативната постапка за докажување на имплементацијата на барањата на сопственикот на производниот објект и
- соодветен преоден период за имплементација на барањата. Одредувањето на преодниот период треба да ги земе во предвид сите основи пречки заради ефикасно приспособување и промена на опремата. Преодниот период не би требало да надмине две години од донесување на одлуката на Регулаторната комисија за енергетика.

### **Анализа**

Пред ОЕПС да го достави предлогот до Регулаторната комисија за енергетика според претходниот став, ОЕПС ќе направи квантитативна анализа на придобивки/трошоци и јавна расправа.

Сопственикот на производниот објект ќе помага и учествува во анализата на придобивки/трошоци и ќе ги стави на располагање сите неопходни податоци побарани од ОЕПС.

Анализата на придобивки/трошоци ќе биде изработена со земање предвид на следните принципи:

- нето сегашна вредност (Net Present Value),

- временски период на враќање на инвестициите (Return of Investment),
- стапка на враќање на инвестицијата (Rate of Return) и
- време на нулти профит (Time to Break Even).

Квантифициваните придобивки треба да ги вклучат маргиналните социо-економски придобивки, во смисла на подобрување на сигурноста на снабдување, но не се ограничуваат само на:

- редуција на веројатноста за прекин на снабдувањето низ целиот период на модификации,
- можно траење и оддолжување на прекилот на снабдување и
- општествени трошоци при прекин на снабдување,

како и придобивки во однос на внатрешниот пазар на ЕЕ и прекуграничното тргување, вклучувајќи, но не ограничувајќи се само на:

- фреквентен одсив,
- обезбедување на резерви,
- обезбедување на реактивна моќност,
- управување со загушувањата и
- мерки за одбранбен план.

Квантифициваните трошоци вклучуваат, но не се ограничуваат на:

- трошоци за имплементација на барањата,
- загуби од нереализирани можности и
- промени во трошоците за одржување.

### **Јавна расправа**

ОЕПС ќе изработи Извештај за социо-економските придобивки и трошоците потребни за постигнување усогласеност, во кој ќе бидат вклучени препораките за продолжување на постапката. Извештајот ќе биде предмет на јавна расправа. Доколку и после јавната расправа ОЕПС одлучи да продолжи со разгледувањето на овој предмет, Извештајот ќе биде препратен (заедно со заклучоците од јавната расправа), до Регулаторната комисија за енергетика за одлука.

Одлуката на ОЕПС за тоа како да продолжи со разгледувањето на предметот и одлуката на Регулаторна комисија за енергетика, доколку ги има, ќе бидат јавно објавени.

### **Постојни производни единици**

Сите релевантни членови од договорите и/или генералните услови и согласности во однос на приклучокот на преносната мрежа на постојните производни единици, треба да се дополнат и ажурираат за да се постигне усогласеност со барањата на Мрежните правила.

Релевантните членови треба да се дополнат и ажурираат во рок од три години од моментот на применливост на одлуката на Регулаторната комисија за енергетика.

Барањето за дополнување се применува независно дали релевантните договори и/или генерални услови и согласности дозволуваат да се направи дополнување.

## **XV.3. Усогласување на објектите на потрошувачите или дистрибутивните системи приклучени на преносната мрежа**

### **Предлог за применливост на барањата од Мрежните правила**

Предлогот испратен од ОЕПС до Регулаторната комисија за енергетика, за применливост на барањата дефинирани во Мрежните правила, а кои се однесуваат на постојните објекти на потрошувачите или постојните дистрибутивни системи приклучени на преносната мрежа, треба да содржи:

- известување за оперативната постапка за докажување на имплементацијата на барањата од страна на сопственикот на објектите на потрошувачот или сопственикот на елементите, уредите и опремата од дистрибутивниот систем и
- соодветен преоден период за имплементација на барањата. При одредување на преодниот период треба да се земат предвид суштината на барањата во однос на објектот на потрошувачот или дистрибутивниот систем, како и реалните пречки за ефикасна модификација/поправка на опремата. Преодниот период не смее да надмине две години, започнувајќи од моментот на применливост на одлуката на Регулаторната комисија за енергетика.

### **Анализа**

Пред ОЕПС да го поднесе предлогот дефиниран во претходниот став до Регулаторната комисија за енергетика, ОЕПС треба да изработи квантитативни анализи на трошоци/придобивки, кои се даваат на јавна расправа.

Сопствениците на објектот на потрошувачот или сопствениците на елементите, уредите и опремата од дистрибутивниот систем треба да соработуваат и учествуваат во анализите на трошоци/придобивки и да ги обезбедат соодветните податоци на барање на ОЕПС.

Во случај на разгледување на дистрибутивни системи, во постапката целосно се вклучуваат и операторите на дистрибутивните системи.

Анализите на трошоци/придобивки се прават со примена на еден или повеќе од следните пресметковни методи:

- нето сегашна вредност (Net Present Value),
- временски период на враќање на инвестициите (Return of Investment),
- стапка на враќање на инвестицијата (Rate of Return) и
- време на нулти профит (Time to Break Even).

Квантифициваните придобивки треба да ги вклучат маргиналните социо-економски придобивки, во смисла на подобрување на сигурноста на снабдување, но не се ограничуваат само на:

- редукција на веројатноста за прекин на снабдувањето низ целиот период на модификации,
- можно траење и оддолжување на прекилот на снабдување и
- општествени трошоци при прекин на снабдување,

како и придобивки во однос на внатрешниот пазар на ЕЕ и прекуграничното тргување, вклучувајќи, но не ограничувајќи се само на:

- фреквентен одсив,
- обезбедување на резерви,
- обезбедување на реактивна моќност,



- управување со загушувањата и
- мерки за одбранбен план.

Квантифициваните трошоци вклучуваат, но не се ограничуваат на:

- трошоци за имплементација на барањата,
- загуби од нереализирани можности и
- промени во трошоците за одржување.

### **Јавна расправа**

ОЕПС ќе изработи Извештај за социо-економските придобивки и трошоците потребни за постигнување усогласеност, во кој ќе бидат вклучени препораките за продолжување на постапката. Извештајот ќе биде предмет на јавна расправа.

Ако после јавната расправа, ОЕПС одлучи да продолжи со постапката, извештајот заедно со забелешките од јавната расправа се предава на Регулаторната комисија за енергетика за донесување на одлука.

Одлуката на ОЕПС како да продолжи постапката за усогласување и одлуката на Регулаторната комисија за енергетика, јавно се објавуваат.

### **Постојни објекти на потрошувачи и постојни дистрибутивни системи**

Во случај на позитивна одлука на Регулаторната комисија за енергетика, сите релевантни членови од договорите и/или генералните услови и согласности во однос на приклучокот на преносна мрежа на постојниот објект на потрошувачот или постојниот дистрибутивен систем, треба да се дополнат и ажурираат за да се постигне усогласеност со барањата на Мрежните правила, според одлуката на Регулаторната комисија за енергетика.

Релевантните членови треба да се дополнат и ажурираат во рок од три години од моментот на применливост на одлуката на Регулаторната комисија за енергетика.

### **Нови објекти на потрошувачи и нови дистрибутивни системи**

Сите релевантни членови од договорите и/или генералните услови и согласности во однос на приклучокот на преносната мрежа на новите објекти на потрошувачите или новите дистрибутивни системи, треба да се дополнат и ажурираат за да се постигне усогласеност со барањата на Мрежните правила.

Релевантните членови треба да се дополнат и ажурираат во рок од три години од моментот на стапување во сила на Мрежните правила.

Барањето за дополнување се применува независно дали релевантните договори и/или генерални услови и согласности дозволуваат да се направи дополнување.

## **XVI. ПРИЛОГ 7 - МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРЕСМЕТКА НА НАДОМЕСТОК ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ**

### **XVI.1. Трошоци за градба на ново приклучување / надградба (проширување) на постојното приклучување**

#### **Фиксниот дел**

Главно фиксниот дел на трошоците за градба на новото приклучување или надградба (проширување) на постојното приклучување ги опфаќа следните трошоци:

- трошоци за подготовка на студија за приклучување,
- трошоци за одобрување на техничката документација,

- трошоци за супервизија на градба, доколку инфраструктура се гради од страна на барателот и
- трошоци за усогласеност помеѓу техничките карактеристики на објектот и специфичните погонски барања (тестови за усогласеност).

Наведените трошоци се пресметуваат врз основа на бројот на вклучени инженери и неопходното време за извршување на сите активности, потребните консултански услуги, користењето на софистицирани софтверски алатки и направените материјални трошоци, т.е. потребниот број на човек-месеци и определената цена за човек-месец за извршување на потребните активности за трета страна од страна на ОЕПС. Бројот на човек-месеци неопходни за секоја од активностите пресметани во последниот став, се дадени во Табела 1 и Табела 2 во зависност од видот на корисникот:

*Табела 1 – Број на човек-месеци за извршување на активностите на ОЕПС за приклучок на производител на ЕЕ*

Активност	Број на човек-месеци		
	Класичен производител (ХЕЦ, ТЕЦ ) и обновливи извори на енергија	Други производители (високоефикасна комбинирана постројка, пумпно-акумулациони ХЕЦ и др.)	Промени на техничките параметри на постоечкиот објект, кај кој не е потребна градба на дополнителна инфраструктура на преносниот систем
<b>Подготовка на студија за приклучување</b>	30	50	30
<b>Одобрување на техничка документација</b>	1	1	1
<b>Супервизија на градбата на инфраструктура</b>	0.3*T	0.3*T	/
<b>Усогласеност помеѓу техничките карактеристики на објектот и специфичните погонски барања (тестовите за усагласеност)</b>	Согласно со вистинските трошоци	Согласно со вистинските трошоци	Согласно со вистинските трошоци

*T-планирано време на градба, или реализирано време на градба во случај на продолжување на планираното време*

Табела 2 – Број на човек-месеци за извршување на активностите на ОЕПС за приклучок на потрошувач на ЕЕ

Активност	Број на човек-месеци		
	Радијален приклучок	Приклучок на трафостаница со системска улога	Промени на техничките параметри на постоечкиот објект, кај кој не е потребна градба на дополнителна инфраструктура на преносниот систем
Подготовка на студија за приклучување	5	10	5
Одобрување на техничка документација	1	1	1
Супервизија на градбата на инфраструктура	0.3*Т	0.3*Т	/
Усогласеност помеѓу техничките карактеристики на објектот и специфичните погонски барање (тестовите за усагласеност)	Согласно со вистинските трошоци	Согласно со вистинските трошоци	Согласно со вистинските трошоци

*Т-планирано време на градба, или реализирано време на градба во случај на продолжување на планираното време*

Цената на човек-месец за реализација на активностите на трети страни е определено врз основа на планираниот износ на бруто плата од деловниот план на ОЕПС за тековната година во која е поднесено Барање за приклучување.

За секоја активност наведена во Табела 1 односно Табела 2, ОЕПС му издава фактура на корисникот врз основа на методологија за пресметка на трошоците за приклучување од овие Правила. Корисникот е обврзан да ги исплати фактурите на ОЕПС за секоја фактура пред добивање на одговор кој соодветствува на поднесеното Барање.

### **Варијабилниот дел**

Варијабилниот дел на трошокот за изградба на приклучок или надградба или проширување на постоечки приклучок ги содржи трошоците за обезбедување на техничките услови за реализација на приклучок или надградба или проширување на постоечки приклучок кој претставува функционална целина на водови, опрема и уреди со кои објектите и инсталациите на корисникот се поврзуваат на преносниот систем.

## **XVI.2. Трошоци за учество за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или зголемување на капацитет на постојни приклучоци**

Трошоците за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или зголемување на капацитет на постојни приклучоци ги содржи трошоците за дополнителните инвестиции за зајакнување на преносниот систем кои се резултат на приклучување на барателот, а кои не се дел од директниот приклучок ниту од инвестицискиот план на ОЕПС.

## **XVI.3. Реализација на инфраструктура за приклучување на преносната мрежа**

Инфраструктура за приклучување се состои од приклучокот или надградба или проширување на постоечки приклучок и инвестиции за создавање технички услови во преносниот систем за приклучување на нови корисници или зголемување на капацитетот на постојни приклучоци.

Реализацијата на соодветната инфраструктура за приклучување ги опфаќа следните трошоци:

- трошок за подготовка на техничка документација,
- трошок за издавање на неопходните одобрувања, дозволи и друга документација,
- трошоци за подготовка на работите и разрешување на сопственоста и правните прашања, кои се однесуваат на градба на инфраструктурата,
- трошоци за набавка на опремата, уредите и неопходните материјали на инфраструктурата,
- трошоци за инсталација (монтажа) на инфраструктурата,
- трошоци за обука на стручните лица на ОЕПС за инсталираната опрема и софтвер кои се дел од инфраструктурата,
- трошоци за спроведување на сите неопходни задачи за да се поврзе постројката на корисникот на преносниот систем, соодветно на правилата и регулативата од Законот за градба, и
- други трошоци неопходни за реализирање на приклучувањето кон преносната мрежа.

ОЕПС ги пресметува трошоците за реализација на инфраструктура за приклучување и дава спецификација на сите работи неопходни за обезбедување за техничките услови за приклучување на корисникот во Студијата за приклучување, која е интегрален дел на Решението за согласност за приклучување.

Одговорните страни за градба на компонентите на инфраструктура се определени во Договорот за приклучување помеѓу барателот и ОЕПС.

Барателот е обврзан да ги плати трошоците за сите компоненти на инфраструктурата, која ќе биде изградена од страна на ОЕПС според членовите на потпишаниот Договор за приклучување. Во случај на разлика помеѓу пресметаните и вистинските трошоци, плаќањето ќе се изврши според вистинските трошоци.

За сите делови од инфраструктура на преносниот систем, која ќе биде изградена од страна на барателот според членовите на потпишаниот Договор за приклучување, барателот е обврзан да ја пренесе сопственоста на ОЕПС согласно Договорот за приклучување.

## **XVII. ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ**

Соодветно на различното однесување при пречки во мрежата, се прави разлика помеѓу следните два типа на генератори:

- Тип 1: Синхрони генератори директно поврзани на мрежата и
- Тип 2: Други генератори кои не се синхрони (Модули на енергетски паркови).

Сумата на номиналните моќности на сите генераторски единици во заедничките точки на приклучување со мрежата е основа за определување на номиналната инсталираност на електричната централа. Тука се вклучени случаи кога централата се состои од повеќе одделни генераторски единици.

### **XVII.1. Општи барања**

Генераторските постројки треба да бидат опремени со уреди кои овозможуваат снимање на грешки, систем за следење на динамичката состојба на следниве параметри:

- напон
- активна моќност
- реактивна моќност
- фреквенција и
- хармоници

Подесувањето на опремата за снимање на грешки, вклучувајќи ги и критериумите за дефинирање на нивоата и стапките на семплирање, мора да се договорат со ОЕПС.

Опремата за квалитет на снабдувањето и динамичкиот систем за следење треба да имаат можност за пристап до информациите од страна на ОЕПС. Комуникациските протоколи за снимање на податоците мора да се договорат со ОЕПС.

ОЕПС ќе бара од генераторските единици да обезбедат симулациони модели кои ќе го опишуваат однесувањето на генераторската единица во стационарна и во динамичка состојба (компонента од 50 Hz) и, соодветни и оправдани за електромагнетни транзиентни симулации.

Барањето за симулациони модели треба да го вклучува и форматот во кој треба да бидат обезбедени и документацијата и блок дијаграмите заради верификација на барањата од овие Мрежни правила и за користење во сите видови на студии за континуирана оценка во планирањето и работата на системот.

За потребите од динамичка симулации, доставениот модел треба да ги содржи следниве под-модели:

- генератор и погонска машина,
- управување со број на вртежи и моќност,
- напонска регулација, вклучувајќи стабилизатор на ЕЕС (PSS) и возбуден систем и ограничувачи,
- модели за заштита на генераторски единици и
- модели на конвертори за Модули на енергетски паркови

## **XVII.2. Синхрони генератори директно приклучени на мрежата**

### **XVII.2.1 Активна моќност**

Приклучувањето и погонот на генераторската единица не смее да има било какви несакани ефекти за преносниот систем.

Кога генераторот се приклучува, мора да бидат обезбедени следните погонски услови кои соодветствуваат на синхронизацијата на генераторот:

- пуштање на генераторот во нормални услови,
- синхронизација по префрлање на помошно напојување ако овој тип на погон е технички можен и
- приклучување на изолирана мрежа (во безнапонска состојба) со цел да се стави под напон и напојува со ЕЕ.

Секоја генераторска единица мора да биде во состојба да работи со намалена излезна моќност и да овозможи перманентно управување со моќноста за еден процент од номиналната моќност за една минута во тек на целиот опсег помеѓу минимум и инсталираната моќност за траен режим на работа.

Дополнително, хидрогенераторите мора да бидат во состојба да обезбедат управување со активната моќност од 40%  $P_{nom}$  во 1 минута.

Секоја генераторска единица мора да биде во состојба за континуиран погон во технички минимум. Техничкиот минимум на генераторските единици не смее да биде поголем од:

- 40% од инсталираната моќност за агрегатите на јаглен,
- 60% од инсталираната моќност за агрегатите на лигнит,
- 30% од инсталираната моќност за агрегатите на тешки горива (мазут),
- 20% од инсталираната моќност за гасни агрегати и
- 20% од инсталираната моќност за хидроагрегатите.

Во случај на фреквентни промени во преносната мрежа, максималното ограничување на моќноста на генераторската единица мора да биде ограничен на 2% од инсталираната моќност за 1 Hz од фреквентниот пад под 49.5 Hz.

### **XVII.2.2 Фреквентна стабилност**

Сите електрични централи кои ги задоволуваат неопходните технички и погонски барања можат да бидат користени за обезбедување на резерва во примарна регулација, резерва во секундарна регулација и резерва во терциерна регулација. За остварување на тоа, мора да се помине процес на предквалификација во тек на која ќе се определат деталите кои се однесуваат на управувачкиот опсег (band), износот на ограничувањата на моќноста, периодот на обезбедување, расположливоста, итн. потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа можат исто така да учествуваат во обезбедување на терциерна резерва со регулирање на оптоварувањата.

#### **Примарна регулација**

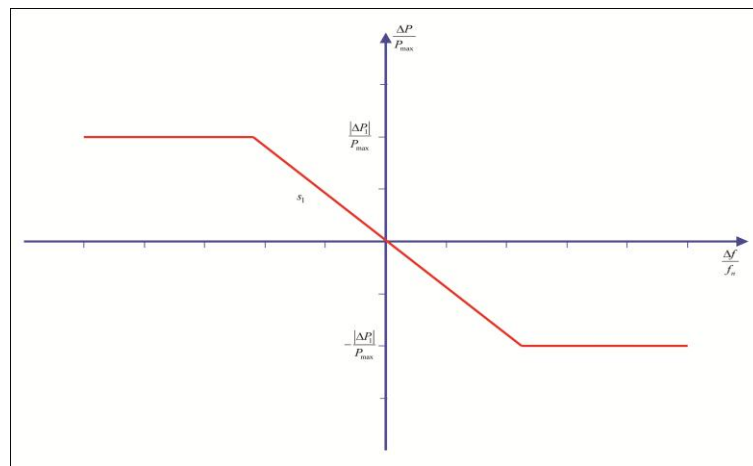
Сите хидро и термо генераторски единици (агрегати) мора да бидат во состојба да обезбедуваат моќност во примарна регулација односно мора да бидат опремени со турбинска регулација со автоматска регулација на бројот на вртежи. Ова е предуслов за приклучување на преносниот систем.

ОЕПС има право да ги ослободи од обврската поедините агрегати да учествуваат во

примарна регулација во согласност со технологијата на генераторот и типот на примарно гориво.

Сите хидрогенераторски единици, со инсталирана моќност поголема или еднаква на  $\geq 10$  MW и сите термогенераторски единици со инсталирана моќност поголема или еднаква на  $\geq 30$  MW мора да учествуваат во примарната регулација на системот. Другите хидро и термо единици (со инсталирана моќност помала или еднаква на  $\leq 10$  MW за хидро, и помала или еднаква за  $\leq 30$  MW за термо се обврзани да ја активираат автоматската регулација на број на вртежи само ако тоа се побара од ОЕПС.

Секоја генераторска единица која што учествува во примарна регулација мора да биде во состојба да обезбеди одзив на активната моќност/фреквенција согласност со Слика 1 и параметрите во Табела 1.



**Слика 1- Одзив на активната моќност/фреквенција на генераторските единици вклучени во примарна регулација**

$P_{\max}$  – максимална инсталираност на која се однесува  $\Delta P$

$f_n$  – номинална фреквенција во системот (50 Hz)

$\Delta f$  – фреквентно отстапување

$\Delta f_1$  – фреквентно отстапување кога падот  $s_1$  се активира

$\Delta f_i$  – опсег на зоната на нечувствителност

**Табела 1 – Параметри за одзив на активна моќност/фреквенција во фреквентно чувствителен мод**

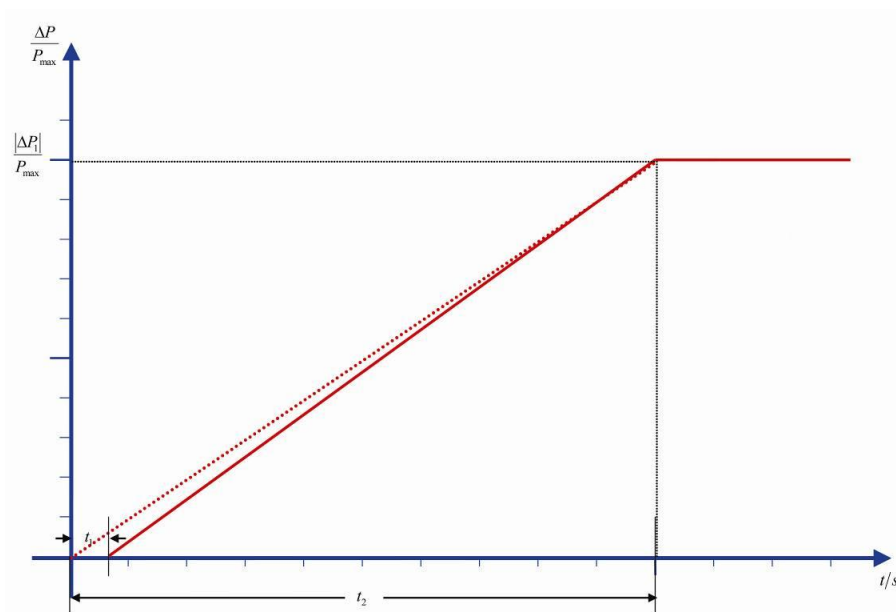
Параметри	Опсег (mHz)	опсег (%)
Опсег на активната моќност во однос на максималната инсталираност $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	-	2 - 10
Фреквентен одзив на нечувствителност на отстапување од номиналната фреквенција $\frac{ \Delta f_1 }{f_n}$	0 – 500	0.02 – 1.0
Опсег на чувствителност на фреквенцијата $\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	10 - 30	0.02 – 0.06
Пропад $s_1$		2 - 20

Точноста на мерењата на фреквенцијата за одзивот активна моќност/фреквенција мора да биде подобра од 10 mHz.

Фреквентниот одзив на зоната на нечувствителност на фреквентното отстапување и падот се избираат од ОЕПС и мора да бидат менувани според дадените рамки во Табела 1.

Дополнително, секоја хидрогенераторска единица, со инсталирана моќност поголема или еднаква на  $\geq 10$  MW мора да биде во состојба да го подеси пропадот  $s_1$  во опсег од 2-5%, додека термогенераторската единица со инсталирана моќност поголема или еднаква од  $\geq 30$  MW мора да има можност за подесување на падот  $s_1$  во опсег од 5-10%.

Секоја генераторска единица мора да биде во состојба за активирање на целосен одзив на активна моќност/ фреквенција најмалку согласно на слика 2 и во согласност со параметрите специфицирани од ОЕПС во опсезите дадени во табела 2. Почетното доцнење ( $t_1$ ) мора да биде што е можно покусо. Ако почетното време на доцнење е поголемо од 2 s (секунди), операторот на генераторската единица мора да му обезбеди на ОЕПС разумен технички доказ зошто е потребно подолго време.



**Слика 2 – Целосно активирање на одзивот на резервата активна моќност/фреквенција**

каде:

$P_{\max}$  – максимална инсталираност на која се однесува  $\Delta P$

$\Delta P$  – одзив на активната моќност

**Табела 2 – Параметри за целосно активирање на одзивот активна моќност/фреквенција**

Параметри	Опсег
Опсег на активната моќност во однос на максималната инсталираност $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	2 – 10%
Почетно доцнење $t_1$	$\leq 2s$
Време на целосна активација $t_2$	$\leq 30s$



Целосната резерва на активната моќност/фреквенција мора да биде оддадена 15 минути после активирањето, до достигнување на дозволената вредност на фреквенцијата.

### **Секундарна регулација**

Сите агрегати мора да бидат опремени со систем за турбинска регулација, кој овозможува автоматска секундарна регулација на фреквенцијата и размена на моќност преку интерконективните водови за секундарна регулација.

Секој хидроагрегат, кој е во состојба да учествува во секундарна регулација, мора да обезбеди најмалку 30%  $P_{nom}$  и во тој опсег таквиот агрегат треба да е во состојба да врши континуирана промена на излезната активна моќност во износ од 1.5%  $P_{nom}$  за 1 секунда.

Секоја термо генераторска единица, која е во состојба да работи во секундарна регулација, мора да го обезбеди следново:

- генераторските единици погонувани со јаглен: минимален опсег на регулација од 15%  $P_{nom}$  и одговор со активна моќност од 1 - 2%  $P_{nom}$  за 1 минута и
- генераторските единици погонувани со гас или мазут: минимален опсег на регулација од 25%  $P_{nom}$  и одговор со активна моќност од 8%  $P_{nom}$  за 1 минута.

### **Терциерна регулација**

Секоја генераторска единица, со можност за брз одзив (најмалку 15 минути), може да биде дел од терциерната регулација.

## **XVII.2.3 Регулација на реактивната моќност**

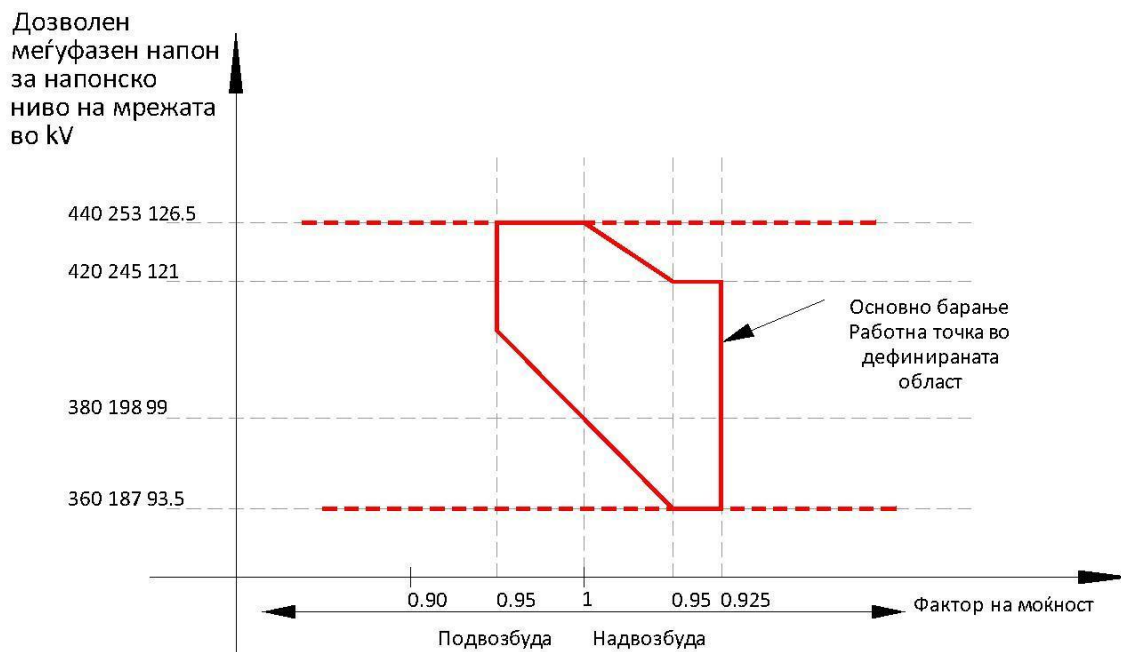
Барањата за способност за обезбедување на реактивна моќност се задаваат преку дефинирана вредност на напонот од страна на ОЕПС во точката на приклучување.

Енергетските трансформатори во сопственост на производниот објект во приклучната точка на мрежата, може да бидат опремени со регулациона преклопка, која мора да биде усогласена со карактеристиките на генераторската единица (опсег на регулација и големина на чекор).

Синхронизираниот генератор треба да биде способен за работа во било која точка од неговиот P-Q/Pmax дијаграм во времетраење определено со барањето за регулација на реактивната моќност. ОЕПС има право во било кое време да ја промени вредноста на реактивната моќност во договорениот опсег за реактивната моќност.

Кога дел од P-Q/Pmax подрачјето е недостапно, додека не биде комплетирана промената на положбата на преклопката на трансформаторот, соодветниот оператор не треба да побарува повеќе од 15 промени на преклопката за време од 4 минути.

Секоја генераторска единица, како основно барање што мора да го исполни во приклучната точка на мрежата, е опсегот на снабдување со реактивна моќност, прикажан на Слика 3.



**Слика 3 - Поставени барања за снабдувањето со реактивна моќност ( $U=f(Q/P_{max})$ ) на генераторска единица за фреквенции помеѓу 49.5 и 50.5 Hz и без ограничување на излезната активна моќност**

Размената на реактивната моќност на секоја генераторска единица со мрежата мора да биде технички прилагодена, за ОЕПС да ги постигне подесените вредности на напоните во определените точки. Тоа мора да може да се направи во рок од неколку минути, преку договорено прилагодување на опсегот за факторот на моќност при номинална излезна активна моќност.

Кога синхроната генераторска единица работи со активна моќност под максимална вредност ( $P < P_{max}$ ), синхроната генераторска единица треба да биде во можност да работи во било која работна точка од P-Q погонската карта. Дури и при намалена излезна активна моќност, реактивната моќност доведена од високонапонските приклучоци на блок трансформаторот кон приклучната точка треба целосно да одговара на P-Q погонската карта на синхрониот генератор, земајќи ги во предвид и моќноста на помошната опрема и загубите во блок трансформаторот.

Работната точка за стационарен режим на размена на реактивна моќност при излезна активна моќност е дефинирана од ОЕПС, според одобрението за приклучување, во зависност од барањата за мрежата. ОЕПС определува една од следните три можности:

- фактор на моќност ( $\cos \phi$ ),
- инјектирање на реактивна моќност (Q во Mvar) или
- опсег на напонот (U во kV).

Работните точки се дефинирани со:

- договор за вредностите или ако е потребно, со изготвување на соодветен план или
- *on-line* спецификација на зададената вредност.

## **XVII.2.4 Систем за регулација на напонот**

Секоја генераторска единица од тип 1 (синхрон генератор) треба да биде опремена со систем за постојано автоматско регулирање на возбудата, со цел да се обезбеди константен напон на приклучните краеве на генераторот без дестабилизација во целиот работен опсег.

Автоматскиот регулатор на напон треба да ја ограничи промената на напонот на приклучоците од генераторската единица на не повеќе од процентот за номиналниот напон специфициран од ОЕПС, кога излезниот сигнал постепено се менува од нула до номинална привидна моќност при номинален напон, активна моќност и фреквенција.

За степенеста промена од 90 до 100 % од номиналниот напон на приклучоците од генераторската единица, при празен од на генераторската единица, одзивот на возбудниот систем ќе има пригушена осцилаторна карактеристика. За оваа карактеристика, времето за кое напонот на генераторската единица ќе достигне вредност 100 % ќе биде помало од специфицираното од ОЕПС. ОЕПС исто така треба да го дефинира времето за решавање на 5 % промени на напонот.

За да се обезбеди соодветна синхронизациона моќност, кога генераторската единица е изложена на големи напонски нарушувања, возбудниот систем чии излез се менува со автоматскиот регулатор на напон треба да биде во можност да ги обезбеди долниот и горниот праг на напонот за полето на генераторската единица во време што не го надминува специфицираното од соодветниот оператор на мрежата. Горната и долната граница на прагот на напонот може да зависи од нарушувањето на напонот.

Возбудата треба да биде во состојба за постигнување на врвниот позитивен возбуден напон под оптоварување, специфициран од страна на ОЕПС.

Соодветниот праг на струјата треба да се постигне за најмалку 10 s како одговор на случаен пад на напонот од 10 % и повеќе.

Возбудниот напон на синхроната генераторска единица со статички возбуден систем треба да биде способен да достигне врвно негативно ниво, специфициран од соодветен мрежен оператор после степенеста регулација како одговор на ненадеен пад на напонот од 10 % или повеќе на приклучоците од генераторската единица.

### **Спецификации на возбудниот систем**

#### **Ограничувач на подвозбуда**

Ограничувачот за подвозбуда треба да го спречи автоматскиот регулатор на напон да ја намали возбудата на генераторот до ниво кое би ја загрозила синхроната стабилност. Ограничувачот на подвозбудата треба да работи кога возбудниот систем обезбедува автоматска регулација. Ограничувачот на подвозбуда треба да одговори на промени во активната и реактивната моќност и на квадратот на напонот во таква насока што порастот на напонот ќе доведе до пораст на капацитивната реактивна моќност. Карактеристиката на ограничувачот на подвозбуда треба да биде во голема мерка линеарна и тоа од состојба на празен од до состојба со максимална излезна моќност на генераторската единица при која било нагодена вредност и треба да биде лесно променлива.

Резултантниот максимален скок во одговорот на скоковита екситација на која реагира ограничувачот на подвозбуда не треба да надмине 4% од максималната моќност на генераторската единица. Работната точка на генераторската единица треба да се врати на вредноста во стационарна состојба на граничната линија при што крајното време кога тоа ќе се случи не треба да е поголемо од 5 s.

Кога скоковитата промена на референтниот напон на автоматскиот регулатор на напон се врати на претходна вредност, возбудниот напон треба да почне да се менува без никакво доцнење и не треба да биде задржан од страна на ограничувачот на подвозбуда. Работа во или вон нагодените вредности треба да обезбеди да било какви осцилации бидат придушени

така што пореметувањето е во рамките на 0,5% од номиналната привидна моќност на генераторската единица при што придушувањето ќе се направи во период од 5 s.

### **Ограничувач на надвозбуда**

Нагодувањата на ограничувачот на надвозбуда треба да обезбедат возбудата да не е ограничена под максималната вредност која може да биде постигната при што ќе биде обезбедено генераторската единица да работи во рамките на конструктивните ограничувања. Секоја работа преку границата за надвозбуда треба да биде контролирана од ограничувачот на надвозбуда без да дојде до исклучување на генераторската единица.

Ограничувачот на надвозбуда исто така не треба да ограничи надвозбуда на генераторот кога возбудниот систем е под рачна контрола освен кога е неопходно да се обезбеди генераторската единица да работи во рамките на своите конструктивни ограничувања.

### **Управување со придушувањето на осцилациите на моќност**

Системот за регулација на напон применет во возбудниот систем на синхрона генераторска единица треба да содржи и стабилизатор на ЕЕС (PSS) за да се спречат или придушат осцилации на моќноста ако синхроната генераторска единица е над одредена максимална вредност одредена од ОЕПС.

Дополнителниот управувачки сигнал треба да е така воден за да обезбеди дека излезниот сигнал од PSS се однесува само на промени во дополнителниот управувачки сигнал, а не и на стационарното ниво на сигналот. Дополнително, PSS не треба да реагира на неосцилаторни промени на моќноста.

Излезниот сигнал од PSS треба да биде ограничен на вредност не поголема од вредноста на напонскиот сигнал на влезот на автоматскиот регулатор на напон на генераторот дефиниран од ОЕПС. Границите на стабилност треба да бидат дефинирани од ОЕПС (на пр. фазни граници, граници за доцнење, граници за засилување).

PSS треба да има можност да постигне оптимално придушување за најмалку две фреквенции на осцилирање (на пр. локална и меѓуобластна).

PSS треба да биде активен во возбудниот систем цело време вклучувајќи и кога ограничувачот на подвозбуда и ограничувачот на надвозбуда се активни. Кога се прави синхронизација или десинхронизација на генераторот или кога тој работи со помалку од 10% од максималната моќност PSS може да не биде во погон.

Нагодувањето на PSS треба да резултира со подобро придушување како одговор на промена на активната моќност од страна на автоматскиот регулатор на напон кој работи во комбинација со PSS во споредба со случајот кога автоматскиот регулатор на напон работи сам. Тоа подобрување треба да биде во фреквентен опсег дефиниран од ОЕПС.

## **XVII.2.5 Исклучување на производствен капацитет од преносниот систем**

Во случај на отстапување на фреквенцијата на мрежата од нејзината номинална вредност, забрането е било какво автоматско исклучување на генераторска единица од преносниот систем, за отстапувања во опсегот на промена на фреквенцијата и временските периоди наведени во Табела 3.

**Табела 3 – Минимални временски периоди за работа на секоја генераторска единица за различни отстапувања на фреквенцијата, без исклучување од системот**

Опсег на фреквенција	Минимални временски периоди за работа
47,5 Hz – 48,5 Hz	30 минути
48.5 Hz – 49.0 Hz	90 минути
49.0 Hz – 51.0 Hz	Неограничено
51.0 Hz – 51.5 Hz	30 минути

Во однос на стапката на промена на фреквенцијата, генераторската единица нема да биде исклучена од мрежа заради стапка на промена на фреквенцијата до 2 Hz/s во однос подесената со губење на главната заштита. Фреквенцијата треба да се мери со користење на средни вредности од 100 ms.

Кога вредноста на фреквенцијата е под 47.5 Hz или над 51.5 Hz, автоматското исклучување по можност мора да се изврши без временско доцнење (одлагање).

Во случај на отстапување на мрежниот напон во приклучната точка од неговата номинална вредност, забрането е секое автоматско исклучување на генераторска единица од мрежа, за отстапувања во опсег на промена на напонот и временските периоди наведени во Табелите 4 и 5.

**Табела 4 – Минимални временски периоди во кои може да работи секоја генераторска единица за различни отстапувања од номиналниот напон во приклучната точка, без исклучување од мрежата за 400 kV напонско ниво**

Опсег на напон	Временски период
<b>0.8 – 0.85 pu</b>	30 минути
<b>0.85 – 0.9 pu</b>	180 минути
<b>0.9 – 1.05 pu</b>	Неограничено
<b>1.05 – 1.1 pu</b>	30 минути

**Табела 5 – Минимални временски периоди во кои може да работи секоја генераторска единица за различни отстапувања од номиналниот напон во приклучната точка, без исклучување од мрежата за 110 kV напонско ниво**

Опсег на напон	Временски период
<b>0.8 – 0.85 pu</b>	30 минути
<b>0.85 – 0.9 pu</b>	180 минути
<b>0.9 – 1.115 pu</b>	Неограничено
<b>1.115 – 1.15</b>	60 минути

Електричната заштита во производната централа е наредена на работните регулатори (регулатор на напонот, возбуден систем) и може да ја исклучи генераторската единица од системот во случај на неприфатливи работни услови.

## **XVII.2.6 Работење на производствен капацитет во тек на нарушувања**

Фазното нишање или осцилациите на моќност не смеат да предизвикаат активирање на заштитата на генераторската единица или на губење на моќноста на генераторот. Системот за управување на генераторската единица не смее да предизвикува фазно нишање или осцилации на моќноста. Променливите кои влијаат на стабилноста на турбинскиот и генераторскиот систем за управување мора да бидат взаемно договорени помеѓу операторот на генераторската единица (корисник на преносниот систем) и ОЕПС.

Ако е потребно, може да биде неопходен стабилизатор на електроенергетскиот систем (PSS), заради амортизирање на фазното нишање или осцилациите на моќност. Кога е потребно, ОЕПС заеднички се договара со операторот на генераторската единица за конфигурацијата на потребната опрема. Мора да се осигура статичката стабилност за секоја работна точка во рамките на погонскиот дијаграм на генераторската единица, и да биде загарантирано дека е можна статички стабилна работа при појава на номинална моќност на куса врска на високонапонската страна од најмалку четири пати поголема од номиналната активна моќност на генераторските единици и напон на високонапонската страна со најмала вредност колку што е номиналниот напон на мрежата.

Според тоа, за отстранување на грешка во преносниот систем и во случај на автоматско трополно повторно вклучување, корисникот на преносниот систем треба да очекува дека напоните во преносниот систем на ОЕПС и во приклучната точка на корисникот може да бидат асинхрони. Операторот на генераторската единица мора да превземе мерки да се осигура дека автоматската реконекција во преносниот систем на ОЕПС нема да доведе до оштетување во неговата генераторска единица.

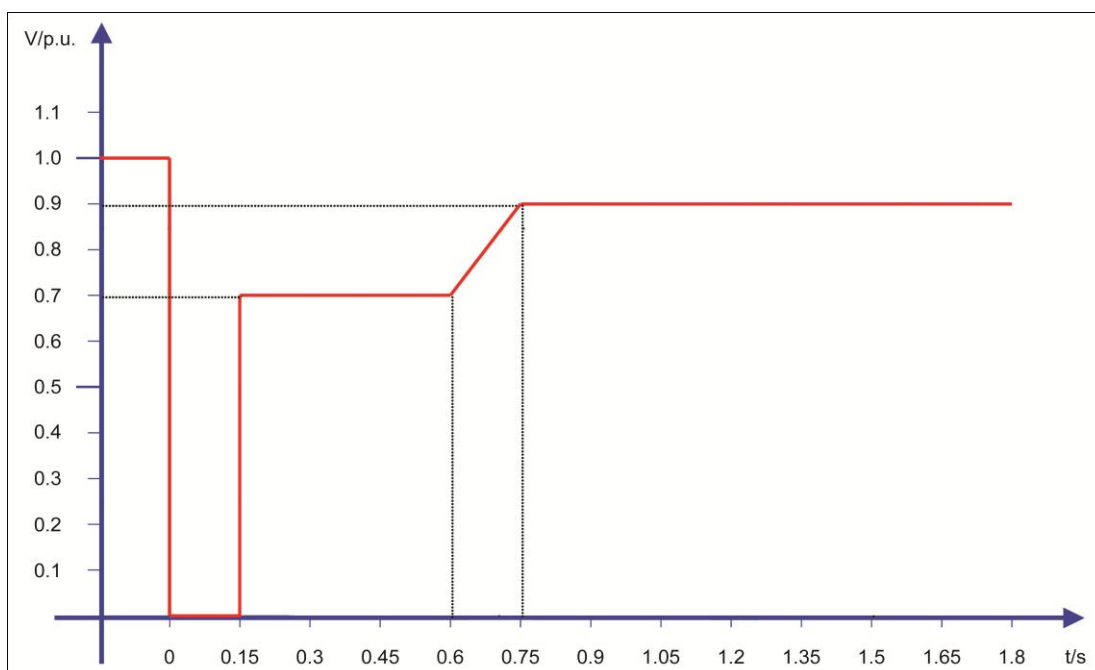
Нарушувањето не се смета за прекинато со отстранување на грешката, се додека генераторската постројка не продолжи со својата нормална работа.

### **Способност за работа при грешка – Генератор тип 1**

Генераторска единица од тип 1 се однесува на синхрон генератор директно поврзан на мрежата.

Трифазната куса врска не смее да предизвика нестабилност или исклучување од мрежата кога времиња за отстранување на грешката се до 150 ms во целиот работен опсег на електричната централа.

На Слика 4 е прикажана граничната крива напон/време на приклучување на мрежата во случај на трифазна куса врска, над која генераторската единица од типот 1 не смее да биде исклучен од мрежата и не смее да стане нестабилна. Ова барање се однесува на целиот работен опсег на генераторската единица. Граничните линиски вредности (напон, време) се задолжителни и за несиметрични грешки и се однесуваат за директниот систем.



**Слика 4 – Изглед на работа при грешка во приклучната точка за генератори од тип 1**

## **XVII.2.7 Повторно воспоставување на системот**

### **Преминување кон помошна моќност**

Преминување во изолирана (островска) работа мора да се обезбеди кога генераторската единица е исклучена од системот во согласност со договорените заштитни концепти, при грешки кои се случуваат во мрежата.

Производниот објект мора да биде проектиран за преминување кон работа со помошна моќност од било која работна точка допуштена од погонската карта на генераторот.

После премин кон помошното оптоварување, генераторот мора да биде способен да работи најмалку 3 часа само со помошното оптоварување.

Функционирањето на преминот кон работа со помошна моќност мора да биде потврдено во текот на пуштањето во употреба и мора да се испитаат значајните промени на генераторската единица кои произлегуваат.

### **Островска работа**

Секој производствен објект со инсталирана моќност  $\geq 30$  MW, мора да биде способен да работи во островски режим. Тука се применуваат следните услови:

- генераторската единица мора да е способна да ја регулира фреквенцијата под предуслов дека резултантниот недостиг на моќност не е поголем од примарната регулациона резерва на островот. Во случај на вишок на моќност, мора да биде можно да работи со минимален капацитет,
- тоа мора да биде можно за да се одржува островска работа од неколку часа. Деталите треба да бидат договорени помеѓу корисникот на преносниот систем (операторот на производната постројка) и ОЕПС и
- при островска работа, генераторската единица мора да биде способна да ги балансира промените во ненадејното оптоварување во износ од 10 % од номиналниот капацитет на генераторската единица која моментално е во работа, но не поголема од 50 MW. Интервалот помеѓу две последователни приклучувања на оптоварување не треба да биде помал од 5 минути.

## Способност за самостојно влегување во погон

Самостојно влегување во погон (black-start) се бара за сите електрични централи со таквата можност, на барање од ОЕПС во случај на воспоставување на електроенергетскиот систем после делумно или целосно распаѓање на системот.

Ангажирањето на генераторска единица во случај на воспоставување на електроенергетскиот систем без надворешни извори на напон е регулирано со договор помеѓу ОЕПС и корисникот на преносниот систем.

Генераторската единица, со можност за самостојно влегување во погон, мора да биде ангажирана во потребното време кое е наведено од страна на ОЕПС, без никаков надворешен извор на напон. Оваа генераторска единица мора да биде способна да снабди дел од системот во согласност со инструкциите од ОЕПС и во согласност со барањата за стабилност на фреквенцијата и дозволеният опсег на напонот.

Секоја генераторска единица со можност за самостојно влегување во погон мора да ги задоволува следните карактеристични барања:

- можност за стартување без надворешен извор на напон, во рамки на определеното време во согласност со процедурите за воспоставување на електроенергетскиот систем,
- можност за приклучување на собирница без напон,
- можност за одржување на стабилноста на фреквенцијата после промена на оптоварувањето,
- можност за одржување на стабилноста на напонот после промена на оптоварувањето и
- можност за одржување на барањата за производство за време на воспоставувањето на системот.

Во рамки на договорот за системски услуги, ОЕПС се договара со операторот на електричната централа за концептот на однесување во случај на големи грешки и соодветно го обучува инволвируваниот персонал.

## XVII.3. Модули на енергетски паркови

### XVII.3.1 Активна моќност

Со цел да се обезбеди доверлива работа и да се заштити опремата од оштетување, како дополнително барање може да биде неопходно учеството во управувањето на производството. Модули на енергетски паркови мора да бидат способни да го намалат производството на активна моќност при било кои работни услови и од било која работна точка на вредност на максимална моќност, специфицирана од ОЕПС. Оваа референтна подесена вредност е наведена од ОЕПС во точката на приклучок и одговара на процентуалната вредност, што се однесува на испораката на активна моќност која е моментално достапна. Намалувањето на испораката на моќност до сигнализираниот вредност треба да се одвива со најмалку 10 % за минута од капацитетот на мрежниот приклучок, без електричната централа да биде исклучена од мрежа.

Сите модули на енергетски паркови, кога работат со фреквенција поголема од 50.2 Hz, мора да ја намалат моменталната активна моќност со градиент од 40 % од моменталната расположива моќност на генераторот за Hz.

$$\Delta P = 20P_M \frac{50.2Hz - f_m}{50Hz}$$



каде:

$P_M$  – моментално расположива активна моќност за испорака

$\Delta P$  – намалување на моќност

$f_M$  – моментална фреквенција на системот

### **XVII.3.2 Фреквентна стабилност**

Модули на енергетски паркови се ослободени од барањата кои се применуваат во примарната, секундарната и терциерната регулација на фреквенцијата.

Ако е потребно, ОЕПС може да побара, во случај додека постои пад на фреквенцијата во системот, сите производни единици кои користат генератори од тип 2 и имаат таква можност (се мисли за технологијата на генераторот), автоматски да доставуваат дополнителна активна моќност во согласност со падот кој е наведен од страна на ОЕПС.

Исто така, ако е неопходно ОЕПС може да побара производната единица која користи генератор од тип 2, а нема можност за автоматско доставување на дополнителна активна моќност поради нејзината инерција, да инсталира систем за регулација кој ќе ја управува производната единица и ќе ја овозможи оваа функција.

### **XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност**

Барањата за способност за обезбедување на реактивна моќност се задаваат преку дефинирана вредност на напонот од страна на ОЕПС во точката на приклучување.

Блок трансформаторите, односно енергетските трансформатори во сопственост на производниот објект во приклучната точка на мрежата, може да бидат опремени со регулациона преклопка, која мора да биде усогласена со карактеристиките на генераторската единица (опсег на регулација и големина на чекор).

Кога дел од P-Q/Pmax подрачјето е недостапно, додека не биде комплетирана промената на положбата на преклопката на блок трансформаторот, соодветниот оператор не треба да побарува повеќе од 15 промени на преклопката за време од 4 минути.

Основно барање што мора да го исполни секоја генераторска единица е опсегот на производство на реактивна моќност да се движи од 0.95 подвозбуда до 0.95 надвозбуда.

Размената на реактивната моќност на секоја генераторска единица со мрежата мора да биде технички прилагодена, за ОЕПС да ги постигне подесените вредности во определените точки. Општо земено, тоа мора да може да се направи во рок од неколку минути, преку договорено прилагодување на опсегот за факторот на моќност при номинална излезна активна моќност.

Доколку е потребно, како дополнително барање во електричната централа, опремата мора да биде на располагање да овозможи регулирањето на напонот и реактивната моќност за сите работни точки во рамките на основните барања.

Работната точка за стационарен режим на размена на реактивна можност при излезна активна моќност е дефинирана од ОЕПС, според одобрието за приклучување, во зависност од барањата за мрежата. ОЕПС определува една од следните три можности:

- фактор на моќност ( $\cos \phi$ ),
- инјектирање на реактивна моќност (Q во Mvar) или
- опсег на напонот (U во kV).

Работните точки се дефинирани со:

- договор за вредностите или ако е потребно, со изготвување на соодветен план или

- *on-line* спецификација на зададената вредност.

Во случај на *on-line* спецификација на зададената вредност на работната точка, соодветните нови спецификации за оперативна точка на размена на реактивна моќност, мора да се реализира на приклучната точка во рок од една минута.

### **XVII.3.4 Исклучување на производствен капацитет од преносниот систем**

Во случај на отстапување на фреквенцијата на мрежата од нејзината номинална вредност, забрането е било какво автоматско исклучување на генераторска единица од преносниот систем, за отстапувања во опсегот на промена на фреквенцијата и временските периоди наведени во Табела 6.

**Табела 6 – Минимални временски периоди за работа на секоја генераторска единица за различни отстапувања на фреквенцијата, без исклучување од системот**

<b>Опсег на фреквенција</b>	<b>Минимални временски периоди за работа</b>
47,5 Hz – 48,5 Hz	30 минути
48.5 Hz – 49.0 Hz	90 минути
49.0 Hz – 51.0 Hz	Неограничено
51.0 Hz – 51.5 Hz	30 минути

Кога вредноста на фреквенцијата е под 47.5 Hz или над 51.5 Hz, автоматското исклучување по можност мора да се изврши без временско доцнење (одлагање).

Во случај на отстапување на мрежниот напон во приклучната точка од неговата номинална вредност, забрането е секое автоматско исклучување на генераторска единица од мрежа, за отстапувања во опсег на промена на напонот и временските периоди наведени во Табелите 7 и 8.

**Табела 7 – Минимални временски периоди во кои може да работи секоја генераторска единица за различни отстапувања од номиналниот напон во приклучната точка, без исклучување од мрежата за 400 kV напонско ниво**

<b>Опсег на напон</b>	<b>Временски период</b>
<b>0.8 – 0.85 pu</b>	30 минути
<b>0.85 – 0.9 pu</b>	180 минути
<b>0.9 – 1.05 pu</b>	Неограничено
<b>1.05 – 1.1 pu</b>	30 минути

**Табела 8 – Минимални временски периоди во кои може да работи секоја генераторска единица за различни отстапувања од номиналниот напон во приклучната точка, без исклучување од мрежата за 110 kV напонско ниво**

Опсег на напон	Временски период
0.8 – 0.85 pu	30 минути
0.85 – 0.9 pu	180 минути
0.9 – 1.115 pu	Неограничено
1.115 – 1.15	60 минути

### XVII.3.5 Работење на производствен капацитет во тек на нарушувања

#### Способност за работа при грешка – Генератор тип 2

Ако генераторската единица не е синхроно поврзана со преносниот систем (тип 1), генераторската единица е од тип 2.

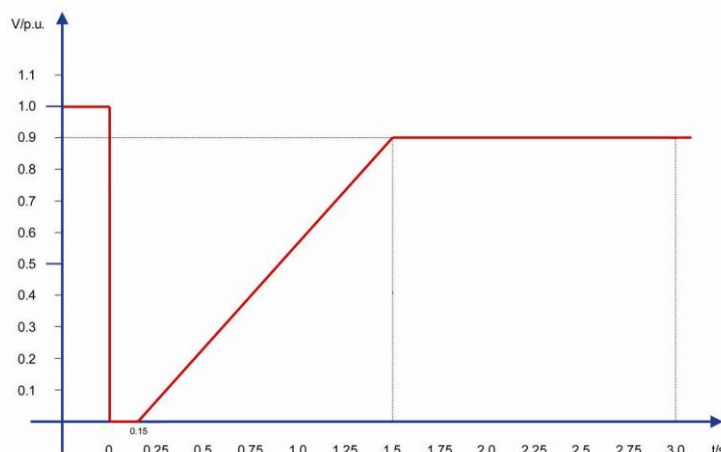
Во случај на грешки на мрежата надвор од опсегот на заштита на генераторската постројка, не смее да има исклучување од мрежата. Во периодот додека трае грешката, реактивна струја мора да се внесува во мрежата. Поради видот на генераторските технологии што се користат, подршката на реактивната моќност треба да се одобри од ОЕПС за секој поединечен случај.

Во согласност со претходниот став, се препорачува да се исклучи засегнатиот генератор по можност без временско доцнење на нисконапонската страна на секој блок-трансформатор во случај на пад на фреквенцијата под 47.5 Hz или пораст над 51.5 Hz.

Се препорачува функциите за надфреквентна и подфреквентна, наднапонска и поднапонска заштита да се направат во една посебна единица.

По исклучувањето на генераторската единица од мрежа заради надфреквентно, подфреквентно, поднапонско, наднапонско или после завршување на островско работење, автоматска синхронизација на поединечните генератори со мрежа е дозволена само ако напонот во приклучната точка на мрежата е поголем од 0,95  $U_n$ . После ова деактивирање, зголемувањето на излезната активна моќност кон системот на ОЕПС не треба да го надминува максималниот градиент од 10 % во минута од инсталираниот капацитет.

Трифазна куса врска или симетрични напонски пропади поради грешка не смеат да доведат до нестабилност над граничната линија на слика 6 или до исклучување на генераторската единица од системот. Вредностите на граничната линија (напон, време) се задолжителни и за несиметрични грешки во однос на позитивен референтен систем.



**Слика 5 – Работа при грешка во приклучната точка за генератори од тип 2**

Поднапонската заштита на генераторската единица, со почитување на дозволеният напонски опсег, мора да се подеси во согласност со претходно дефинираните барања, со цел да го вклучи во што е можно поширок работен опсег предвиден со техничките карактеристики на генераторот.

Генераторските единици мора да го подржуваат напонот на преносниот систем со дополнителна реактивна струја за време на напонски пропад. Со цел да се обезбеди ова, регулаторот на напон треба да работи како што е прикажано на Слика 6 во случај на напонски пропад поголем од 10 % од ефективната вредност на напонот на генераторот. Регулаторот на напон мора во рок од 40 ms (време на делување на регулаторот) после препознавање на грешката, да достави реактивна струја на нисконапонската страна на блок-трансформаторот во износ од најмалку 2 % од номиналната струја за секој процент на напонскиот пропад. Ако е неопходно, треба да биде можна испорака на реактивна енергија со најмалку 100 % од номиналната струја.



**Слика 6 – Принцип за напонска регулација при нормална работа и поддршка на напонот во случај на нарушувања**

После враќањето на напонот во дозволеният опсег, поддршката на напонот мора да се одржува уште 500 ms во согласност со наведените карактеристики. Процедурите за преодното урамнотежување што произлегуваат од враќањето на напонот мора да бидат завршени за 300 ms. Ако генераторите од производните постројки се премногу далеку од приклучната точка на преносниот систем, што резултира со неефикасна поддршка на напонот, ОЕПС превзема мерки за напонскиот пропад во приклучната точка и за поддршка на напонот, како функција од овие измерени вредности.

### XVII.3.6 Воспоставување на системот

Производните единици со обновливи извори се ослободени од барањето за можност за островска работа. Електричната централа може да ја понуди таа можност како опција.

## XVIII. ПРИЛОГ 9 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПОТРОШУВАЧИ

### Општи барања за фреквенцијата

Во случај на отстапување на фреквенцијата на мрежата од нејзината номинална вредност, постројките на потрошувачите и дистрибутивните мрежи треба да се проектирани да работат со вредности на системската фреквенција и временските периоди специфицирани во Табела 1:

**Табела 1 – Минимални временски периоди за работа на секоја постројка на потрошувачите и дистрибутивните мрежи за различни отстапувања на фреквенцијата, без исклучување од системот**

Опсег на фреквенција	Минимални временски периоди за работа
47,5 Hz – 48,5 Hz	30 минути
48.5 Hz – 49.0 Hz	90 минути
49.0 Hz – 51.0 Hz	Неограничено
51.0 Hz – 51.5 Hz	30 минути

И покрај одредбите дадени во претходниот став, дистрибутивната мрежа и постројките на потрошувачите треба да се во состојба за автоматско исклучување при специфицирани фреквенции, ако тоа се бара од страна на ОЕПС.

### Општи барања за напонот

Во случај на отстапување на напонот на мрежата од неговата номинална вредност во точката на приклучување, сите дистрибутивни мрежи или постројки на потрошувачите на напонско ниво 110 kV или повисоко, треба да се во состојба да издржат промени на напонот во релативни единици во однос на номиналната вредност во опсегот на напони и временските периоди специфицирани во Табела 2 и 3.

**Табела 2 – Минимални временски периоди во кои може да работи секој потрошувач за различни отстапувања од номиналниот напон во приклучната точка, без исклучување од мрежата за 400 kV напонско ниво**

Опсег на напон	Временски период
0.9 – 1.05 pu	Неограничено
1.05 – 1.1 pu	60 минути

**Табела 3 – Минимални временски периоди во кои може да работи секоја генераторска единица за различни отстапувања од номиналниот напон во приклучната точка, без исклучување од мрежата за 110 kV напонско ниво**

Опсег на напон	Временски период
0.9 – 1.115 pu	Неограничено
1.115 – 1.15	60 минути

И покрај одредбите дадени во претходниот став, дистрибутивната мрежа и постројките на потрошувачите треба да се во состојба за автоматско исклучување при специфицирани напони, ако тоа се бара од страна на ОЕПС.

#### **Барања во однос на кусите врски**

ОЕПС ја специфицира максималната струја (моќност) на куса врска која дистрибутивната мрежа и постројките на потрошувачите треба да ја издржат.

ОЕПС има право да побара информација од ОДС во однос на придонесот на струите на куса врска на генераторските единици поврзани на дистрибутивната мрежа.

#### **Заштита и управување**

Шемите на заштита треба да ги опфатат следните параметри и/или заштити:

- надворешните и внатрешните струи на куси врски,
- несиметрично оптоварување,
- поднапонска и наднапонска заштита во точка на приклучок,
- робустност во однос на осцилации на моќноста (на пр. фазна и напонска стабилност),
- подфреквентна и надфреквентна заштита,
- заштита на колата на потрошувачите,
- заштита на енергетските трансформатори,
- заштита од неделување на прекинувачите и
- заштита од преголем магнетен флуks

#### **Автоматско фреквентно намалување**

Секој ОДС и секоја поголема постројка на потрошувачите, специфицирана како таква од страна на ОЕПС, треба да креира конфигурација која ќе овозможи автоматско фреквентно намалување во проценти од потрошувачката, специфицирано од страна на ОЕПС.

Потрошувачката, која треба да се исклучи, ќе зависи од условите кои преовладуваат во тој момент и може да е поголема или помала од планираната. Планираната потрошувачка во износ на моќност за исклучување ќе биде проценета на нето основа – односно актуелната потрошувачка вклучително потрошувачите со дисперзираното производство, со користење на вообичаените методи на планирање и критериум договорен повремено помеѓу ОЕПС и ОДС. Локациската (географската) распределба на ваквата потрошувачка за исклучување треба да е разумно уедначена и прифатена од ОЕПС.

Подфреквентните релеи треба да ја исклучат потрошувачката во чекори (фази) за опсег на фреквенции. Бројот на чекори (фази), нивните оперативни фреквенции и процентите на потрошувачката која се исклучува за секоја фреквенција е специфицирана од страна на ОЕПС според планот за фреквентно намалување.

Шемата на фреквентно намалување треба да ги има следните функционални можности и може да работи на номинално АС напојување специфицирано од ОЕПС:

- фреквентен опсег да е најмалку 47-50 Hz во чекори од 0.1 - 0.2 Hz,
- оперативното време на извршување на растоварувањето не треба да е поголемо од 150 ms,
- блокадата на напонот да може да се избере во опсегот од 30-90 % од номиналниот напон,
- работа на постројката во минимум пет стадиуми на фреквенцијата,
- време на работа: 100 ms за ниска фреквенција, 250 ms за отстапување на фреквенцијата и
- насока на активната моќност.

### **Блокада на регулационата преклопка**

Со цел да се избегне напонски колапс, на секој енергетски трансформатор во точката на приклучување со преносната мрежа, од страна на ОЕПС има право да побара автоматска или рачна блокада на регулационата преклопка за спречување на несакано делување на регулационата преклопка поради грешка.

## **ХИХ. ПРИЛОГ 10 - ТЕСТОВИ ЗА УСОГЛАСЕНОСТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛИТЕ И ПОТРОШУВАЧИТЕ**

Технички спецификации и оперативни сертификати на производителите на опрема (Manufacturer's Data and Performance Type Certificate (MD&PTC)) – се сертификати кои ги издаваат авторизирани субјекти и регистрирани во ОЕПС за дефинирање на верифицираните спецификации и работата кои може да вклучуваат модели и испитувања со цел замена на специфични делови од усогласениот процес. MD&PTC ги верификуваат специфичните делови на спецификациите и оперативното работење. Постоењето на MD&PTC не значи и севкупна усогласеност. Тоа е сертификат за валидност на спецификациите.

MD&PTC може да се користат како дел или целосно за сите испитувања (тестови) подолу, ако се регистрирани во ОЕПС.

### **ХИХ.1. Синхрони генераторски единици**

Испитување на карактеристиките на заситување во празен ôд и куса врска (Open and Short Circuit Saturation Characteristics test):

- генераторската единица треба да ги докаже карактеристиките на празен ôд и го верификува односот на куса врска (Short-Circuit Ratio) и
- испитувањето се смета за успешно ако односот на куса врска на генераторската единица не е помал од 0.5 или понизок од вредноста определена од страна на ОЕПС.

Испитување на одзивот во примарна регулација (Frequency Sensitive Mode – FSM):

- генераторската единица треба да ја докаже својата техничка способност за континуирана промена на активната моќност во целото работно подрачје помеѓу максималната инсталираност и минималното регулационо ниво за нејзиниот придонес во фреквентната регулација и треба да ги верификува стационарните параметри на регулацијата како што е нечувствителноста, границите на колапс, мртва зона, опсег на регулација како и динамичките параметри, вклучително и робустноста на одзивот при степенеста фреквентна промена, како и при големи, брзи фреквентни промени,
- испитувањето треба да се спроведе со симулација на фреквентни чекори со вредности доволно големи за активирање на целиот опсег на одзив на активната моќност, односно комплетната резерва во примарна регулација, земајќи ги во предвид граничните подесувања на фреквентниот колапс, мртвата зона и реално оптоварување или растоварување (маргини за максималната инсталираност во оперативната погонска временска рамка). Сигналите на симулираните фреквентни отстапувања треба да бидат инјектирани симултано во брзинскиот регулатор и во контролерот на моќност според шемата на брзинскиот регулатор и контролерот на моќност и
- испитувањето се смета за успешно ако се обезбеди следните услови да бидат задоволени:
  - o времето на активирање на одзивот на активната моќност во фреквентниот опсег, како резултат на степенеста промена на фреквенцијата, да не е подолго од бараното време според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација*)
  - o не се јавуваат непригушени осцилации после одзивот на степенеста промена,
  - o почетното време на доцнење е што е можно покусо и не подолго од 2 s,



- минималното време да се достигне одзив на активната моќност не е подолго од времето дефинирано за  $t_2$  според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација*,
- граничните подесувања на колапсот се подесливи според вредноста барана од страна на ОЕПС во границите дефинирани во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација* и мртвата зона е помала од вредноста на не-чувствителност на одзивот на активната моќност во било која релевантна погонска точка не надминувајќи ги барањата поставени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација* и
- не-чувствителноста на одзивот на активна моќност во било која релевантна работна точка не ги надминува барањата поставени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација* .

Испитување на способноста за старт од тотален распад (Black Start):

- соодветната генераторска единица определена за Black-start треба да ја демонстрира нејзината техничка способност за стартирање од исклучена состојба без било какво енергетско напојување од надвор и
- испитувањето се смета за успешно ако времето на стартирање не е подолго од временската рамка според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Способност за самостојно влегување во погон*

Работа на генераторот на режим – напојување само на сопствената потрошувачка (Островска работа):

- генераторската единица треба да демонстрира техничка способност за преод кон и стабилна работа на напојување на сопствената потрошувачка,
- испитувањето треба да се спроведе при максимално оптоварување со активна и реактивна моќност пред растоварувањето,
- дополнителните услови на ова испитување се определуваат од страна на ОЕПС земајќи ги во предвид работната точка на генераторската единица, регулацијата на бројот на вртежи како и точката на раздвојување од мрежата и
- испитувањето е успешно ако е обезбедено исполнувањето на следните услови:
  - одзивот на возбудниот систем има придушена осцилаторна карактеристика,
    - по исклучувањето од мрежа, напонскиот и брзинскиот регулатор го одржуваат напонот на генераторот односно фреквенцијата во дозволения опсег, при што потребното време напонот на клеми на генератор да ги достигне зададените вредности на напонскиот регулатор во рамките на дозволена телеранција, треба да е покусо од 0.5 s – за статичка тиристорска возбуда и
    - 1.5 s – за електромеханичка возбуда
  - системот за управување на генераторската единица останува во автоматски режим на работа
  - во првите 3 минути по исклучувањето од мрежа не се врши рачна интервенција од страна на сопственикот на производната единица и
  - треба да се демонстрира определено минимално време на погон на сопствена мрежа според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Способност за самостојно влегување во погон*

Испитување на способноста за реактивна моќност:

- генераторската единица треба да ја докаже нејзината техничка способност да овозможи индуктивен и капацитивен режим на работа на реактивната моќност според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.2.3* Регулирање на реактивната моќност
- испитувањето се смета за успешно ако е овозможено следните услови да бидат задоволени:
  - генераторската единица да работи не пократко од 1 час при максимална реактивна моќност, индуктивно и капацитивно, за секој од случаите:
    - минимум активна моќност,
    - максимум активна моќност и
    - во било која работна точка на активната моќност помеѓу нејзината минимална и максимална вредност.
  - генераторската единица треба да ја докаже нејзината техничка способност за промена на било која зададена вредност на реактивната моќност во рамките на договорениот или одлучениот опсег на реактивна моќност во рамките на специфицираните вредности на управувачката шема на реактивната моќност и
  - кога дел на опсегот P-Q/Pmax е нерасположлив додека да се заврши комплетна промена на регулационата склопка на трансформаторот, достигнувајќи комплетна промена во време одобрено од ОЕПС, во било кој случај, нема да е помало од 4 min. или да покрива повеќе од 15 промени на положбата на регулационата склопка на регулациониот трансформатор.

Испитување на одзивот на регулаторот на возбудиот систем на генераторот во празен од при степенеста промена на влез во регулаторот (Excitation System Open Circuit Step Response test):

- генераторската единица треба да демонстрира техничка способност на степенеста промена на возбудиот систем при што се испитува со примена на степенеста промена на напонот од 90% на 100% од номиналниот напон на клеми на генераторот во празен од и при номинален број на вртежи и
- испитувањето се смета за успешно ако е обезбедено исполнување на следните услови:
  - за степенеста промена од 90 % на 100 % од номиналниот напон на клеми на генераторот во празен од, одзивот на возбудиот систем има придушена осцилаторна карактеристика и
  - времето за доведување на напонот до номиналната вредност со напонски регулатор е според барањата дадени во *Спецификации на возбудиот систем*

Испитување на одзивот на возбудиот систем при оптоварување (Excitation System On-Load Response test):

- генераторската единица треба да демонстрира стабилност на возбудиот систем во стационарен и динамички режим на работа и
- испитувањето се смета за успешно ако се обезбеди следните услови да бидат исполнети:
  - возбудиот систем ги демонстрира карактеристиките според барањата во *Спецификации на возбудиот систем*

- континуираното делување на автоматската регулација на возбудниот систем обезбедува постојана регулација на напонот на клеми на генераторот без нарушувања (нестабилност) во целиот работен опсег.

Испитување на ограничувањето на подвозбуда (Underexcitation Limiter Performance test):

- генераторската единица треба да демонстрира работа со ограничување на подвозбуда при работни точки со ниски оптоварувања и следствено при, или блиску до полно оптоварување со испитување на неговиот одзив при степенеста промена соодветно на 2% смалување на референтниот напон на автоматскиот регулатор на возбуда (ABP) во почетна позиција надвор од ограничувањето на подвозбудата, но блиску до него. Ограничувачот на возбуда ќе биде активен кога ABP е во автоматски режим на работа. Во рачен режим на возбудниот систем треба да делува ограничувањето на минималната возбудна струја. Подесувањата на обата режима треба да се подготвени за подесување и
- испитувањето се смета за успешно ако се обезбеди следните услови да бидат исполнети:
  - вкупното максимално пречекорување на реактивната моќност (во MVAr) да не надминува 4 % од максималната инсталирана активна моќност на генераторската единица (во MW);
  - работната точка на генераторската единица се враќа на стационарна вредност за 5 s.
  - управувањето на напонот на клеми на генератор е со придушена карактеристика;
  - автоматската регулација на возбудата работи континуирано и без нестабилности;
  - ограничувањето на подвозбудата е според барањата дадени во *Спецификации на возбудниот систем* и
  - излегува од ограничувањето без доцнење кога степенестата промена се отстрани.

Испитување на ограничувањето на превозбуда (Overexcitation Limiter Performance test):

- генераторската единица треба да демонстрира извршување на ограничување на превозбуда и обезбедува доказ дека ограничувањето на превозбудата е подесен така високо, според проектните ограничувања на генераторот дозволени според испитувањата на неговиот одзив на степенест пораст на референтниот напон на ABP, што доведува до работа на ограничувањето на превозбудата при работа на максимална инсталираност и во опсегот на погонот за реактивната моќност,
- големината на чекорот се определува според минималната вредност неопходна за работа на ограничувањето на превозбуда и е договорено помеѓу ОЕПС и сопственикот на електричната централа. За да се избегне ризикот од испад на генераторската единица, овој тест може во почетокот да се изведува со нагудување на редуцирано ограничување на превозбудата докажувајќи го неговото функционирање, пред да се повтори истото со саканите нагудувања.
- испитувањето се смета дека е успешно ако е обезбедено исполнување на следните услови:
  - работата на генераторот како резултат на испитувањето преку границите на превозбудата е регулирана со ограничување (ограничувачот) на превозбудата без негово исклучување,

- ограничувачот на превозбуда демонстрира соодветно временско доцнење за да се избегне исклучување поради заштита од превозбуда,
- ограничувачот на возбуда е подесен блиску до проектните ограничувања на машината (генераторот),
- делувањето на ограничувачот на превозбуда не доведува до било какви осцилации на привидната или активната моќност и покажува перформанси,
- според барањата дадени во *Спецификации на возбудниот систем* и
- излегува од ограничувањето без доцнење кога степенестата промена се отстрани.

Испитување на стабилизаторот на ЕЕС (PSS test):

- за ова испитување, генераторската единица треба да ја покаже способноста на управувачкиот систем на стабилизаторот на ЕЕС да придонесе кон придушување на осцилациите на активна моќност во фреквентниот опсег специфициран од страна на ОЕПС кога се врши споредба со придушувањето кога стабилизаторот е исклучен.
- испитувањето се смета за успешно ако се обезбеди стабилизаторот на ЕЕС да демонстрира перформанси според барањата во

## **XIX.2. Модули на енергетски паркови**

Испитување на одзивот во примарна регулација (FSM response test):

- генераторската единица треба да ја докаже својата техничка способност за континуирана промена на активната моќност во целото работно подрачје помеѓу максималната инсталираност и минималното регулационо ниво за нејзиниот придонес во фреквентната регулација и треба да ги верификува стационарните параметри на регулацијата како што е нечувствителноста, границите на колапс, мртва зона, опсег на регулација како и динамичките параметри, вклучително и робустноста на одзивот при степенеста фреквентна промена, како и при големи, брзи фреквентни промени.
- испитувањето треба да се спроведе со симулација на фреквентни чекори и ramps доволно големи за активирање на целиот опсег на одзив на активната моќност, земајќи ги во предвид граничните подесувања на фреквентниот колапс, мртвата зона и реално оптоварување или растоварување (маргини за максималната инсталираност во погонската временска рамка). Сигналите на симулираните фреквентни отстапувања треба да бидат онјектирани симултано во брзинскиот регулатор и во контролерот на моќност според шемата на брзинскиот регулатор и контролерот на моќност.
- испитувањето се смета за успешно ако се обезбеди следните услови да бидат задоволени:
  - времето на активирање на одзивот на активната моќност во фреквентниот опсег како резултат на степенеста промена на фреквенцијата да не е подолго од бараното време според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација*,
  - не се јавуваат не-придушени осцилации после одзивот на степенеста промена,
  - почетното време на доцнење е што е можно покусо и не е подолго од 2 s,
  - минималното време да се достигне одзив на активната моќност не е подолго од времето дефинирано за  $t_2$  според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација*,

- граничните подесувања на колапсот се подесливи според вредноста барана од страна на ОЕПС во границите дефинирани во (Примарна регулација) и мртвата зона е помала од вредноста на нечувствителност на одзивот на активната моќност во било која релевантна погонска точка не надминувајќи ги барањата поставени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација* и
- нечувствителноста на одзивот на активна моќност во било која релевантна работна точка не ги надминува барањата поставени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - Примарна регулација*.

Испитување на способноста за реактивна моќност (Reactive Power Capability test (Power park modules)):

- модулот на енергетски парк треба да ја покаже неговата техничка способност да обезбеди индуктивна и капацитивна реактивна моќност според условите дадени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност*
- испитување на способноста за реактивна моќност треба да се спроведе при максимална реактивна моќност (капацитивна и индуктивна) и водејќи сметка за следните параметри:
  - погон при надминување од 60 % од максималната инсталираност за време од 30 min,
  - погон во опсегот од 30 – 50 % од максималната инсталираност за 30 min и
  - погон во опсегот од 10 – 20 % на максималната инсталираност за 60 min.
- испитувањето се смета за успешно ако се обезбеди следните услови да бидат исполнети:
  - модулот на енергетски парк треба да работи не пократко од бараното траење на погонот при максимална реактивна моќност, во обата случаја индуктивно и капацитивно за секој параметар во претходната точка,
  - модулот на енергетски парк треба да ја докаже способноста за промена на било која вредност на реактивната моќност во рамките на договорениот или одлучениот опсег на реактивна моќност во специфицираните работни режими на соодветната управувачка шема на реактивна моќност,
  - кога дел на опсегот P-Q/Pmax е нерасположлив додека да се заврши комплетна промена на регулационата склопка на трансформаторот, достигнувајќи комплетна промена во време одобрено од ОЕПС, во било кој случај, нема да е помало од 4 min. или да покрива повеќе од 15 промени на положбата на регулационата склопка на регулациониот трансформатор и
  - нема делување на било каква заштита во рамките на погонските ограничувања дефинирани според работниот дијаграм на реактивна моќност.

Во однос на испитувањата на режимите за управување со напонот, реактивната моќност и факторот на моќност, ОЕПС може да избере само еден од овие три управувачки опции за испитување:

Испитување на режимот на напонска регулација (Voltage Control Mode test):

- модулот на енергетски парк треба да ја докаже неговата способност за работа во режим на напонска регулација во услови дадени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на*

*напонот и регулирање на реактивната моќност* (Работната точка за стационарен режим на размена на реактивна можност)

- испитување на режимот на напонска регулација се врши со цел да се изврши верификација на следните параметри:
  - нагибот на статичката карактеристиката и мртвата зона,
  - сочноста на регулацијата,
  - нечувствителност на регулацијата и
  - време на активирање на реактивната моќност.
- испитувањето се смета за успешно ако е обезбедено следните услови да бидат задоволени:
  - применетиот нагиб и мртвата зона на статичката карактеристика;
  - времето на активирање на реактивната моќност како резултат на степенеста промена на напонот не е подолго од потребното според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност*
  - опсегот на регулација и подесувањето на границите на колапс и мртвата зона се во согласност со договорените или одлучените параметри на карактеристиката, според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност*
  - нечувствителноста на напонската регулација не е поголема од 0.01 pu, според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност* и
  - следејќи ја степенестата промена на напонот 90 % од опсегот на реактивна моќност се достигнува во време од 1 s и се задава на вредност дефинирана според погонскиот нагиб на карактеристиката во време од 5 s со толеранција во стационарен режим не повеќе од 5 %.

Испитување на управувањето со реактивна моќност (Reactive Power Control Mode test):

- модулот на енергетски парк треба да ја докаже неговата способност за погон во режим на управување со реактивна моќност, според условите дадени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност*
- испитувањето на управување со реактивна моќност треба да е комплементарно со испитувањето на способноста при испитување на реактивна моќност (Reactive Power Capability test).
- испитувањето на управувањето со реактивна моќност се применува за верификација на следните параметри:
  - зададен опсег на реактивна моќност и чекор (Reactive Power Setpoint range and step);
  - точноста на регулацијата и
  - време на активација на реактивната моќност.
- испитувањето се смета за успешно ако се обезбедува следните услови да бидат задоволени:

- опсегот на задавање на реактивната моќност и чекорот се осигурени според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност* и
- точноста на регулацијата е според условите дадени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност*

Испитување на режимот управување со факторот на моќност (Power Factor Control Mode test):

- модулот на енергетски парк треба да ја докаже способноста за погон во режим на управување со факторот на моќност според условите дадени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност*
- испитувањето на управувањето со факторот на моќност се спроведува за да се изврши верификација на следните параметри :
  - опсегот на задавање на вредности на факторот на моќност,
  - точноста на регулацијата и
  - одзивот на промена на факторот на моќност при степенеста промена на активната моќност.
- испитувањето се смета за успешно ако се обезбедува задоволување на следните услови:
  - опсегот на задавање на вредности на факторот на моќност и чекорот се осигурени според *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност*,
  - времето на активација како резултат на степенеста промена на активната моќност не ги надминува барањата дадени во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност* и
  - точноста на регулацијата е според вредност дадена во *ПРИЛОГ 8 - ДОПОЛНИТЕЛНИ БАРАЊА ЗА ПРИКЛУЧУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДНИТЕ ЕДИНИЦИ - XVII.3.3 Стабилност на напонот и регулирање на реактивната моќност*

### **XIX.3. Потрошувачите**

Испитувања за усогласеност за островска работа:

Во однос на техничката способност за повторно приклучување по инцидентно исклучување поради пореметувања во мрежата, повторното вклучување се постигнува преку процедура за повторно вклучување (препорачливо преку автоматиката) одобрен од страна на ОЕПС.

Соодветно на синхронизацијата на мрежа барана од ОЕПС, ОДС/Потрошувачите директно приклучени на преносната мрежа треба да биде опремен со неопходните уреди за синхронизација. Ова испитување ги опфаќа следните параметри: напонот, фреквенцијата, опсег на фазниот агол и отстапувањата на напонот и фреквенцијата.

Во однос на подфреквентното растоварување на потрошувачката секој ОДС/ Потрошувач директно приклучен на преносната мрежа треба да создаде диспозиции (вклопна состојба) со кои се овозможува автоматско фреквентно растоварување во проценти специфицирано од страна на ОЕПС, по комуникацијата на ОЕПС со соседните ОЕПС-и.

Во однос на релеите за автоматско фреквентно растоварување, подфреквентните релеи треба да ја покажат функционалноста и да можат да работат на номиналниот АС (наизменичен) влез специфициран од ОЕПС.

Испитувањето се смета за успешно ако со истиот се исполнат барањата дадени во глава *План за автоматско подфреквентно намалување на*

## XX. ПРИЛОГ 11 – КВАЛИТЕТ НА ЕЕ

Електричниот систем на корисникот мора да биде проектиран и подесен така да, во тек на погонот, нема влијание врз квалитетот на ЕЕ и врз трети страни, и нема влијание и мешање на информациите и преносот на сигнали.

### XX.1. Фликер

Напонски фликер представува флукуација на бранот на напонот, типично предизвикана со приклучување на објектот, кој врши изобличување на нормалната синусоидалната брановидна форма на напонот. Феноменот на напонскиот фликер е претставен со две појави:

- $P_{st}$  – индикација на појава на краткотраен фликер, измерен во тек на 10 минутен период и
- $P_{lt}$  – индикација на појава на долготраен фликер, пресметан во тек на 120 минутна временска рамка, според следната формула:

$$P_{lt} = \left[ \sum_{i=1}^{12} \left( \frac{P_{st,i}^3}{12} \right) \right]^{1/3}$$

Корисникот на преносниот систем има обврска да го минимизира феноменот на напонски фликер во точката на приклучување. Во нормални работни услови, за временски период од една недела, показателот на долготрајниот фликер  $P_{lt}$ , предизвикан од напонските варијации не смее да ги надмине вредностите во точката на приклучување, прикажани во Табела 1.

Табела 5– Гранични вредности на интензитетите на фликер во преносниот систем

Напонско ниво	$P_{st}$	$P_{lt}$
400 kV	0.8	0.6
110 kV	1	1

### XX.2. Хармониска дисторзија

Хармониска дисторзија за секој хармоник во брановидната форма на напонот се дефинира како:

$$D_n = \frac{U_n}{U_1} * 100\%$$

каде:

$U_n$  – магнитуда на n-тиот хармоник на напонот и



$U_1$  – магнитуда на основниот хармоник на напонот.

Вкупниот фактор на хармонична дисторзија (Total harmonic distortion factor) THD (%) се дефинира како:

$$THD = 100 \sqrt{\sum_{n=2}^{50} \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2} \%$$

Во нормални работни услови, за временски период од една недела, 95% од 10 минутните ефективните вредности на индивидуалните хармоници на напонот во точката на приклучување треба да биде помала или еднаква на вредностите прикажани во Табела 6.

Табела 6 - Гранични вредности на нивото на виши хармоници во преносниот систем.

Хармоник (h)	Вредност (%)
2	1.5
3	2
4	1
5	2
6	0.5
7	2
8	0.4
9	1
10	0.4
11	1.5
12	0.2
13	1.5
14	0.2
15	0.3
16	0.2
17	1
18	0.2
19	1
20	0.2
21	0.2
22	0.2
23	0.7
24	0.2
25	0.7
h>25	0.2
Непарните хармоници кои не се множител од бројот 3 (>25)	0.2+0.5 (25/h)
THD	3

### XX.3. Фазна несиметрија

Несиметријата на трифазниот систем се дефинира како отстапување од магнитудите на фазните напони и/или отстапување на фазниот агол и тоа се валоризира со факторот на несиметрија на напонот. Според IEC стандардот Факторот на несиметрија на напонот (Voltage unbalance factor – VUF) е претставен како однос помеѓу инверзната и директната компонента на напонот:

$$VUF = \frac{U_i}{U_d}$$

каде:

$U_i$  – инверзна компонента на напонот и

$U_d$  – директна компонента на напонот

Факторот на несиметрија на напонот може да се пресмета и преку меѓуфазните напони  $U_{ab}$ ,

$U_{bc}$  и  $U_{ca}$  како :

$$\beta = \frac{U_{ab}^4 + U_{bc}^4 + U_{ca}^4}{(U_{ab}^2 + U_{bc}^2 + U_{ca}^2)^2}, \quad VUF = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}$$

Во нормални работни услови, за временски период од една недела, 95% од 10 минутната ефективна вредност на негативната (инверзна) фазна компонента на напонот треба да биде во опсегот од 0% до 2% од позитивната (директна) фазна компонента на напонот.

ОЕПС го задржува правото одделни случаи, како предмет на Одобравањето за приклучување, да може да ги промени дозволените вредности на фазна несиметрија во нормална работа доколку нормалниот погон на другите корисници на преносниот систем биде загрозен.

## XXI. ПРИЛОГ 12 – ЗАШТИТНИ УРЕДИ

Заради доверливо работење со низок степен на пореметувања на постројката од корисникот врз преносната мрежа, секој корисник на приклучок е потребно да инсталира заштитна опрема на својот дел од мрежата, која е соодветна за:

- топологијата и оперативните услови на неговиот дел од системот и
- условите на местото на приклучување (интерфејсот) на преносната мрежа.

Заштитната опрема треба да ги издржи сите напони, струи и фреквенции кои може да се појават во текот на работењето, при што ОЕПС ги определува временските интервали за елиминирање на испадите по пат на резервна заштита од страна на корисниците.

Кога корисникот е приклучен на преносната мрежа преку енергетски трансформатор, заштитните уреди на енергетскиот трансформатор мора да имаат најмалку:

- релеен заштитен уред кој содржи диференцијална трансформаторска заштитна функција,
- Бухолц заштита,
- поднапонска заштитна функција со временска задршка најмалку два степенa,
- заштита од грешка во прекинувачот на високонапонската страна на енергетскиот трансформатор,

- контрола на исклучните кругови на високонапонската страна на енергетскиот трансформатор,
- посебен резервен заштитен уред кој содржи моментна прекуструјна заштита и прекуструјна заштита со временска задршка на високонапонската страна на трансформаторот. Оваа заштита треба да биде поврзана со посебно секундарно јадро на струјниот трансформатор и да се напојува од посебен извор на еднонасочен напон за разлика од заштитниот во кој се наоѓа диференцијалната заштитна функција. Потоа наредбата за исклучување треба да дојде до прекинувачот на посебен калем за исклучување на прекинувачот и
- збирни сигнали од сите горе наведени заштити мора да бидат донесени до редните стегалки на еден од релејните заштитни уреди на далекуводните полиња кои припаѓаат на ОЕПС, и тоа следните збирни сигнали: општа побуда, општо исклучување и дефект на заштитниот уред.

Уредите за заштита на корисникот приклучен на преносната мрежа преку надземен вод или кабел мора да имаат најмалку:

- релеен заштитен уред кој содржи подолжна диференцијална заштитна функција комбинирана со дистантна заштитна функција или пак дистантна заштитна функција во зависност од должината на надземниот вод или пак кабелот. Изборот на типот на заштитната функција и на нејзините технички карактеристики мора да биде одобрен од страна на ОЕПС,
- корисникот да обезбеди комуникациски уред и медиум во случај на употреба на подолжна диференцијална заштитна функција комбинирана со дистантна заштитна функција,
- посебен резервен заштитен уред кој содржи моментна прекуструјна заштита и прекуструјна заштита со временска задршка. Ова заштитно реле треба да биде поврзано со посебно секундарно јадро на струјниот трансформатор и треба да се напојува од посебен извор на еднонасочен напон. Потоа наредбата за исклучување треба да дојде до прекинувачот на посебен калем за исклучување на прекинувачот,
- насочена осетлива заштита од доземен спој,
- заштита од асиметрија на прекинувачот,
- заштита од грешка во прекинувачот,
- контрола на исклучните кругови и
- збирни сигнали од заштитите наведени во алинеите 3, 4, 5, и 6 на овој став мора да бидат донесени и до редните стегалки на еден од релејните заштитни уреди на далекуводните полиња кои припаѓаат на ОЕПС, и тоа следните збирни сигнали: општа побуда, општо исклучување и дефект на заштитниот уред.

Доколку постои трансформатор поврзан на крајот од водот кој што е поврзан на преносната мрежа, заштитните уреди на тој трансформатор мора да бидат со исти заштитни функции како на трансформаторот поврзан со преносната мрежа од став три на овој прилог.

## XXII. ПРИЛОГ 13 – МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ОДРЕДУВАЊЕ НА ГОЛЕМИНАТА НА СЕКУНДАРНА И ТЕРЦИЕРНА РЕЗЕРВА

ОЕПС ја одредува вредноста на системските услуги и тоа:

- големината на секундарна резерва и
- големината на терциерна резерва.

Големината примарната резерва се определува на годишно ниво и се објавува од страна на ENTSO-E (System frequency subgroup) за секоја контролна област.

ОЕПС е должен да ја обезбеди дефинираната примарната резерва за соодветната календарска година.

### XXII.1. Одредување на големината на резервата за секундарна регулација

ОЕПС ја одредува вредноста на резервата за секундарна регулација согласно формулата од ENTSO-E Policy 1 од Оперативниот прирачник:

$$R = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b$$

каде што:

R- препорака за резерва за секундарна регулација,

$L_{\max}$  - максимално очекувана потрошувачка

a и b – емпириски константи ( a= 10 ; b=150 )

ОЕПС ја одредува вредноста на максимално очекуваната потрошувачка  $L_{\max}$  за потребите на:

- планирањена работата на ЕЕС и анализа на ЕЕС и
- оперативно управување со ЕЕС.

Одредување на вредност на максимално очекуваната потрошувачка  $L_{\max}$  за потребите на планирање и анализа на ЕЕС

ОЕПС го одредува максимално очекуваната потрошувачка  $L_{\max}$  за секој месец посебно за наредната година.

За одредување на максимално очекуваната потрошувачка  $L_{\max}$ , за секој месец посебно се земаат доставените планови за врвна потрошувачка согласно член 143 од овие Правила кои се однесуваат на изготвување на годишниот план за работа на ЕЕС.

Врз основа за оваа вредност на максимално очекуваната потрошувачка  $L_{\max}$ , се одредува вредноста на резервата за секундарна регулација за секој месец од наредната година.

Оваа вредност на резервата се користи при планирањето на ЕЕС (годишни, месечни планови на работата на ЕЕС).

ОЕПС ја одредува максимално очекуваната потрошувачка  $L_{\max}$  за секој час во наредниот ден.

За одредување на максимално очекуваната потрошувачка  $L_{\max}$ , за секој час од наредниот ден, се земаат :

- реални податоци за остварените часовни потрошувачки за претходниот ден,

- очекуваната амбиентна температура за наредниот ден и
- информациие за планираното превземање од страна на потрошувачите

Врз основа на овие податоци, за секој час од наредниот ден се одредува вредност на максимално очекувана потрошувачка за секој час.

Врз основа за оваа вредност на максимално очекуваната потрошувачка  $L_{\max}$ , се одредува резервата за секундарна регулација за секој час за наредниот ден. Вака одредената резерва за секундарна регулација се доставува до обезбедувачот на системски услуги со цел да ги вгради во своите планови за производство.

Оваа вредност на резервата за секундарна регулација е предмет на набавка, обезбедување и користење и плаќање помеѓу ОЕПС и обезбедувачот.

## **XXII.2. Одредување на големината на резерва за терциерна регулација**

ОЕПС ја одредува вредноста на големината на резервата за терциерна регулација.

Резервата за терциерна регулација, заедно со резервата за секундарна регулација и ЕЕ во случај на загрозување на сигурноста во снабдувањето со ЕЕ, хаварии или поголеми отстапувања на потрошувачката на ЕЕ од предвидените количини, треба да обезбедат покривање на испад на најголемиот произведен капацитет (Резервна моќност) за секој час од наредниот ден.

Вредноста на резервата за терциерна регулација се одредува како разлика помеѓу планираната моќност на најголемиот произведен капацитет и збирот од секундарната резерва и резервната моќност за секој час од наредниот ден.

За потребите на одредување на резервата за терциерна регулација се зема планираната месечната вредност на резервата за секундарна регулација за секој месец посебно.

Вака одредената резерва за терциерна регулација се доставува до обезбедувачот на системски услуги со цел да ги вгради во своите планови за производство/потрошувачка.

Оваа вредност на резервата за терциерна регулација е предмет на набавка, обезбедување, користење и плаќање помеѓу ОЕПС и обезбедувачот.